



# IW-Gutachten

## Versorgungssicherheit mit Energierohstoffen

Eine Risikobewertung - endgültige Fassung  
Institut der deutschen Wirtschaft / IW Consult

Auftraggeber: RWE Power AG  
Köln, 03.06.2020

## Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b>	<b>3</b>
<b>1 Hintergrund und Ziele der Studie</b>	<b>6</b>
<b>2 Nachfrage: weiter steigender globaler Energieverbrauch</b>	<b>7</b>
2.1 Globaler Primärenergieverbrauch: künftig langsames Wachstum	7
2.2 Stromerzeugung	17
2.3 Endenergieverbrauch im Verkehrssektor	20
<b>3 Angebot: Potenziale bei nicht-erneuerbaren Rohstoffen</b>	<b>22</b>
3.1 Braunkohle	22
3.2 Steinkohle	24
3.3 Erdgas	25
3.4 Erdöl	27
3.5 Förderung nicht-konventioneller Energierohstoffe	29
3.6 Produktionsregionen der Zukunft	30
<b>4 Verbrauchsstrukturen: ein Ländervergleich</b>	<b>33</b>
4.1 Primärenergieverbrauch	33
4.2 Stromerzeugung	35
4.3 Kommerzielle Wärmerzeugung	37
4.4 Endenergieverbrauch im Verkehrssektor	40
<b>5 Angebotssituation: ein Ländervergleich</b>	<b>42</b>
5.1 Braun- und Steinkohle	42
5.2 Erdgas	44
5.3 Erdöl und Erdölprodukte	46
<b>6 Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen</b>	<b>50</b>
6.1 Versorgungsrisiken und Aufbau des Index	51
6.2 Ergebnisse für Länder und Rohstoffe	56
<b>7 Anwendung auf Verbrauchsstrukturen</b>	<b>66</b>
7.1 Deutschland	66

7.2	Frankreich	68
7.3	Italien	71
7.4	Vereinigtes Königreich	72
7.5	USA	73
7.6	Japan	74
7.7	China	75
7.8	Zeitliche Entwicklung	76
<b>8</b>	<b>Anwendung auf Szenarien</b>	<b>78</b>
8.1	Grundlage für die Szenarien	78
8.2	Anwendung des ERRI auf Szenarien der Stromerzeugung	80
<b>9</b>	<b>Anhang: Berechnung des Energie-Rohstoff-Risiko-Index</b>	<b>87</b>
9.1	Indikatoren	87
9.2	Aggregation der Indikatoren	91
9.3	Gewichtung	92
9.4	Modifizierung des Index zum Einbezug erneuerbarer Energieträger	93
<b>10</b>	<b>Referenzen</b>	<b>95</b>
	<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>98</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>99</b>

## Zusammenfassung

Deutschland ist heute noch in erheblichem Umfang auf den Import von Energierohstoffen insbesondere bei Erdöl, Erdgas und Steinkohle angewiesen. Lediglich Braunkohle steht derzeit noch als heimischer fossiler Energierohstoff in Deutschland zur Verfügung. Dies soll sich mit dem Beschluss zum Kohleausstieg mittelfristig ändern und damit auch die Braunkohlenförderung sukzessive zurückgehen. Bis 2038 werden die Kapazitäten zur Kohleverstromung in Deutschland zunehmend verringert. Ziel der Studie ist es, die nationale Versorgungssituation im Hinblick auf Energierohstoffe im globalen Kontext zu beschreiben und die Versorgungsrisiken für Deutschland mithilfe eines Energie-Rohstoff-Risiko-Index zu messen.

Eine geringe Anzahl an Ländern mit sehr großem Energiehunger bestimmen den globalen Energiekonsum. Im Jahr 2018 verbrauchten fünf Staaten die Hälfte der globalen Primärenergie: China (24 Prozent) und die USA (17 Prozent) sind bei weitem die wichtigsten Konsumenten. Allerdings haben sich gleichwohl in den letzten beiden Jahrzehnten die Gewichte bei der globalen Energienachfrage zugunsten der Entwicklungs- und Schwellenländer verschoben.

Fossile Brennstoffe dominieren weiterhin den weltweiten Energieverbrauch, obgleich erneuerbare Energieträger zunehmend wichtiger werden. Die fossile Nachfrage wird künftig von den Entwicklungs- und Schwellenländern getrieben, während sich in den OECD-Ländern der Trend Richtung erneuerbare Energieträger fortsetzt. Die zunehmende Elektrifizierung sorgt auch künftig für steigende Stromerzeugungsmengen. Bis 2040 werden feste Brennstoffe voraussichtlich ihre Bedeutung als wichtigste Energieträger im globalen Stromerzeugungsmix mit erneuerbaren Energieträgern tauschen. Dennoch wird die Einsatzmenge fossiler Energierohstoffe, vor allem von Erdgas, zur Erzeugung von Strom dem aktuellen IEA Outlook zufolge auch künftig absolut steigen. Die Nutzung von Öl wird stark rückläufig sein; der Einsatz fester Brennstoffe wird stagnieren. In den OECD-Ländern wird der Verbrauch von Öl und festen Brennstoffen für die Stromerzeugung sinken.

In den Entwicklungs- und Schwellenländern wird der Endenergiekonsum im Verkehrssektor weiterwachsen, während er in vielen Industriestaaten rückläufig sein wird. Ölprodukte werden auch künftig im Verkehrsbereich eine wichtige, aber zurückgehende Rolle spielen und werden zunehmend durch Strom und alternative Kraftstoffe ersetzt.

Aus geologischer Sicht gibt es bei nicht-erneuerbaren Energierohstoffen weltweit noch große Potenziale. Die Versorgungssituation für Braunkohle ist international gut. Deutschland ist aktuell noch weltweit größter Braunkohleförderer. Anders sieht es bei der Steinkohle aus, die zwar weltweit dank diversifizierter Lagerstätten und eines liquiden Kohleweltmarkts gut verfügbar ist, bei der Deutschland aber von ausländischen Lieferungen abhängig ist. Erdgasvorkommen sind in Deutschland kaum verfügbar, so dass der Bedarf vorrangig über Einfuhren gedeckt werden muss. Weltweit verfügt Erdgas jedoch über ein hohes verbleibendes Potenzial mit einer Vielzahl von Lieferländern. Dank Flüssiggas (LNG) sind die Abnahmeländer auch unabhängiger von Pipelinesetzen und den damit verbundenen relativ starren Lieferstrukturen geworden. Ähnlich wie beim Erdgas sieht es in Deutschland beim Erdöl aus, so dass hier eine hohe Importabhängigkeit – bei einem allerdings hoch liquiden Weltölmarkt – besteht. Besondere Bedeutung

hat dabei künftig die Förderung nicht-konventionellen Erdöls aufgrund des hohen verbleibenden globalen Potenzials.

Die Größe und Struktur des Energieverbrauchs in Deutschland werden im Vergleich mit sechs anderen Ländern untersucht. Innerhalb von Europa sind das Frankreich, Italien und Großbritannien. Außerhalb Europas sind es Japan, die USA und China. Seit 2010 war der Primärenergieverbrauch in den sechs betrachteten Industrieländern stagnierend bis rückläufig, während er in China um gut ein Fünftel gestiegen ist. Es zeigen sich deutliche Unterschiede im jeweiligen nationalen Energiemix: Der Primärenergiebedarf ist in den betrachteten Ländern heute noch überwiegend fossil geprägt, auch wenn in einigen Ländern vermehrt erneuerbare Energien genutzt werden. Auch bei der Stromerzeugungsmenge zeigt sich eine gleichbleibende bis rückläufige Entwicklung in den sechs Industrieländern, während sie in China um gut die Hälfte gestiegen ist. In allen Ländern dieses Vergleichs werden fossile Brennstoffe in unterschiedlichen Zusammensetzungen zur Herstellung von Strom verwendet. In allen Ländern bis auf China spielt Erdgas als Brennstoff für die kommerzielle Wärmeerzeugung eine wichtige Rolle, allerdings zeigen sich Unterschiede in der Relevanz von Gas im Energiemix. Deutschland ist das einzige Land in diesem Vergleich, welches auch Braunkohle für die kommerzielle Produktion von Wärme einsetzt. Im Verkehrssektor setzen alle Länder bislang nahezu ausschließlich auf Erdöl und Erdölprodukte, bei zumeist wachsendem Verbrauch. Dabei hat der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor seit 2010 mit plus 57 Prozent vor allem in China zugenommen, während er in Deutschland nur mäßig um 9 Prozent gestiegen ist. Die USA, Frankreich und Großbritannien weisen ähnlich wie Deutschland eine geringe Zunahme des Konsums auf. In Japan und Italien ist der Verbrauch allerdings rückläufig.

Deutschland und die USA verwenden Braunkohle noch in nennenswerten Mengen, die fast ausschließlich aus einheimischer Produktion stammen. Beim Energieträger Steinkohle setzen die USA fast ausschließlich, aber auch China stark auf ihre einheimische Produktion zur Deckung der Steinkohlenachfrage – die anderen Länder müssen den überwiegenden Teil ihres Steinkohlebedarfs aus dem Ausland beziehen. Es bestehen hier hohe Importabhängigkeiten. Während Länder wie die USA komplett und China sowie Großbritannien im beträchtlichen Maße ihre inländische Nachfrage nach Erdgas aus einheimischer Produktion decken können, sind Länder wie Deutschland, Frankreich und Italien im erheblichen Maße von Erdgaseinfuhren abhängig. In Ländern wie Deutschland, Frankreich, Italien und Japan bestehen beim Erdöl hohe Importabhängigkeiten, aber es gibt häufig auch diversifizierte Bezugsstrukturen. Bei Erdölprodukten sieht die Situation anders aus: Alle Vergleichsländer besitzen erhebliche heimische Raffineriekapazitäten, so dass das inländische Angebot überwiegend aus einheimischer Herstellung stammt. Hier sind die Importabhängigkeiten niedrig bis moderat.

Mithilfe des Energie-Rohstoff-Risiko-Index werden die Versorgungsrisiken bei Energierohstoffen rohstoff- und länderspezifisch bewertet und verglichen. Dazu werden Importabhängigkeit, Länderrisiken bei Förderung und Bezug, Preisrisiken und die stoffliche Verfügbarkeit global und länderspezifisch mit geeigneten Indikatoren gemessen und über eine Indexierung vergleichbar gemacht.

Auf globaler Ebene erweist sich Erdöl wegen der vergleichsweise geringen statischen Reichweite und der Konzentration der Vorkommen auf „riskante“ Länder als der Energierohstoff, bei dem die Versorgungssicherheit am kritischsten ist. Bei der Steinkohle ist die Konzentration auf wenige Förderländer am stärksten ausgeprägt; das gesamte Versorgungsrisiko ist ähnlich hoch wie bei Erdgas. Braunkohle birgt die geringsten Risiken, da sich die großen bekannten Vorkommen relativ breit verteilt in überwiegend „sicheren“ Ländern mit entsprechend großen statischen Reichweiten befinden und sie fast ausschließlich im jeweiligen Heimatmarkt genutzt wird.

Die Versorgungsrisiken in Deutschland sind wegen der großen Importabhängigkeit bei Erdöl, Erdgas und Steinkohle relativ hoch. Erdöl und Erdgas stammen zudem zu großen Teilen aus eher riskanten Lieferländern wie Russland. Die heimische Braunkohle weist im Vergleich dazu deutlich geringere Risiken auf. Zum einen ist die statische Reichweite der ökonomisch und technologisch förderwürdigen Vorkommen hoch und zum anderen entfallen die Import- und Länderrisiken vollständig.

Aus der Anwendung der rohstoffspezifischen Versorgungsrisiken auf die Verbrauchsanteile der Energieträger in verschiedenen Verwendungen (Primärenergieverbrauch, Verkehr, Strom- und Wärmeerzeugung) ergibt sich ein Verwendungsrisiko je Land und Verbrauchssektor. In Deutschland bestehen die Verwendungsrisiken beim Primärenergieverbrauch im Wesentlichen aus den hohen Anteilen der eher riskanten Energieträger Erdöl und Erdgas. Die Stromerzeugung ist dagegen von einem relativ geringen Verwendungsrisiko gekennzeichnet, da der hohe Anteil der risikoarmen Braunkohle risikomindernd wirkt.

Im Vergleich zur Studie aus dem Jahr 2015 ist das verwendungsspezifische Risiko in Deutschland leicht angestiegen. Beim Primärenergieverbrauch ist lediglich ein geringfügiger Anstieg zu beobachten, da sich die Mengenanteile und länderspezifischen Risiken der Energieträger im Zeitablauf kaum verändert haben. In der Strom- und Wärmeerzeugung fällt der Risikoanstieg hingegen stärker aus. In beiden Bereichen ist dies unter anderem auf den Bedeutungszuwachs von Erdgas zurückzuführen, das unter den fossilen Energieträgern das höchste länderspezifische Risiko aufweist.

Mithilfe des Energie-Rohstoff-Risiko-Index lassen sich auch die Verwendungsrisiken für Szenarien der Stromerzeugung in den Jahren 2030 und 2040 ableiten. Es zeigt sich, dass die Braunkohle im Jahr 2030 nach wie vor einen wesentlichen Beitrag zur Verringerung der Versorgungsrisiken bei fossilen Energieträgern leisten kann. Der zunehmende Anteil erneuerbarer Energieträger im Energie- und Strommix verringert zwar die Versorgungsrisiken, die sich aus der Importabhängigkeit sowie den Länder- und Preisrisiken bei den fossilen Energieträgern ergeben. Eine Stromversorgung, die sich nur auf erneuerbare Energien stützt, ist dennoch nicht risikolos. Aus heutiger Perspektive ist beispielsweise nicht geklärt, ob in Deutschland in ausreichendem Maße Erzeugungskapazitäten errichtet werden können und ob der kurzfristige und saisonale Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -nachfrage gelingen kann. Importe von erneuerbaren Energieträgern wie grünem Wasserstoff können einen Beitrag zur Lösung dieser Herausforderungen leisten, gehen dann aber wiederum mit neuen Importrisiken einher.

## 1 Hintergrund und Ziele der Studie

Deutschland ist heute noch in erheblichem Umfang auf den Import von Energierohstoffen angewiesen. Mit der Energiewende in Deutschland findet aktuell eine grundlegende Umstellung der Energieversorgung von nuklearen und fossilen Brennstoffen hin zu erneuerbaren Energien statt. Deutschland steigt bis 2022 verbindlich aus der Kernenergie aus und will bis 2038 auch aus der Kohleverstromung raus. Das sorgt für wesentliche Veränderungen im deutschen Energiemix. Neben den Zielen des Klimaschutzes, der Technologieentwicklung und der Ressourcenschonung wird auch eine größere Unabhängigkeit von Rohstoffimporten als Ziel der Energiewende diskutiert.

Die drei wesentlichen energiepolitischen Ziele sind Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit. Eine bezahlbare, sichere und klimaschonende Energieversorgung beruht jedoch auch auf den Vorteilen des internationalen Handels. Nicht nur für Industriegüter und Dienstleistungen, sondern auch für die Energieversorgung können internationale Handelsverflechtungen gewinnbringend eingesetzt werden.

Die Studie betrachtet heutige und künftige Versorgungsrisiken von Energierohstoffen für Deutschland in einem internationalen Vergleich. Dafür wird zunächst ein Überblick über die globalen Nachfrage- und Angebotstrends geliefert (Kapitel 2 und 3). In einem Sieben-Länder-Vergleich werden die Verbrauchsstrukturen bei den wichtigsten Verwendungen für Deutschland und sechs anderen zentralen Primärenergieverbrauchern – Frankreich, Italien, Großbritannien, USA, Japan und China – dargestellt (Kapitel 4). Mithilfe eines Energie-Rohstoff-Risiko-Index werden die Unterschiede zwischen den Ländern vergleichbar gemacht (Kapitel 6) und auch auf die wichtigsten Verwendungen übertragen (Kapitel 7). Neben der Analyse der Ist-Situation wird auch eine Szenariorechnung für die deutsche Stromversorgung vorgenommen, um die zu erwartende Entwicklung der Risikosituation für Deutschland zu ermitteln (Kapitel 8). Die Untersuchung orientiert sich an der Vorgehensweise in der Vorgängerstudie von Schaefer et al. (2015). Dazu werden Datenquellen aktualisiert und Veränderungen, die sich innerhalb der letzten fünf Jahre ergeben haben, besonders herausgestellt.

## 2 Nachfrage: weiter steigender globaler Energieverbrauch

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die heutige und künftig erwartete weltweite Nachfrage für die verschiedenen Energierohstoffe. Dafür werden wie in der Vorgängerstudie von Schaefer et al. (2015) verschiedene gängige Indikatoren genutzt, die folgendermaßen definiert sind:

- **Primärenergieverbrauch:** Der Primärenergieverbrauch stellt den Energieverbrauch eines Landes dar und bezeichnet die Energiemenge aller eingesetzten Primärenergieträger zur Energiegewinnung/-bereitstellung eines Landes. Der Begriff umfasst sogenannte Primärenergieträger, wie zum Beispiel Braun- und Steinkohlen, Mineralöl oder Erdgas, die entweder direkt genutzt oder in sogenannte Sekundärenergieträger, wie zum Beispiel Kohlebriketts, Kraftstoffe, Strom oder Fernwärme umgewandelt werden. Berechnet wird er als Summe aller im Inland gewonnenen Energieträger zuzüglich des Saldos der importierten/exportierten Mengen sowie der Bestandsveränderungen abzüglich der auf Hochsee gebunkerten Vorräte (UBA, 2020).
- **Endenergieverbrauch:** Der Endenergieverbrauch ist die Energiemenge, die von den Endverbrauchern nach der Umwandlung der Primärenergieträger in die verschiedenen Energieformen Strom, Wärme, Brenn- oder Kraftstoffe genutzt wird.

Bei der globalen Betrachtung der Nachfrage- und Angebotsseite wird zur Unterscheidung zwischen den Industriestaaten und Entwicklungs- und Schwellenländern die Unterteilung nach der Mitgliedschaft der Länder in der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD) vorgenommen. Zu den OECD-Mitgliedern gehören heute 36 Staaten: Australien, Belgien, Chile, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Island, Irland, Israel, Italien, Japan, Kanada, Korea, Lettland, Litauen, Luxemburg, Mexiko, Niederlande, Neuseeland, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Slowakische Republik, Slowenien, Spanien, Schweden, Schweiz, Tschechische Republik, Türkei, Ungarn, Vereinigtes Königreich und Vereinigte Staaten. Die übrigen Staaten gehören zur Gruppe der Nicht-OECD-Länder.

### 2.1 Globaler Primärenergieverbrauch: künftig langsames Wachstum

Heute leben rund 7,7 Milliarden Menschen auf der Erde. Auch wenn die neuesten Prognosen der Vereinten Nationen künftig von einem langsameren Wachstum ausgehen, soll die Weltbevölkerung im Jahr 2050 immerhin 9,7 Milliarden betragen (UN, 2019). Das globale Wachstum der Bevölkerung verbunden mit einem Anstieg des allgemeinen Lebensstandards wird somit auch langfristig trotz steigender Energieeffizienz einen weltweit anwachsenden Energiebedarf mit sich bringen (BGR, 2019).

Der globale Energieverbrauch ist in den letzten 50 Jahren stark gewachsen. Zudem hat es wie bereits in der Vorgängerstudie von Schaefer et al. (2015) beschrieben eine Neuverteilung zwischen Industrieländern und Entwicklungs- und Schwellenländern gegeben wie eigene Berechnungen auf Basis von BP (2019) zeigen:

- Der heutige Primärenergieverbrauch ist mehr als dreimal höher im Vergleich zu 1968. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von gut 2 Prozent. Allein in den letzten beiden Dekaden ist der Energiekonsum um mehr als 50 Prozent gewachsen. Seit 2008 ist der Verbrauch weltweit auch nochmal um knapp ein Fünftel gestiegen, was vor allem auf die erhöhte Nachfrage in den Nicht-OECD-Ländern zurückzuführen ist.
- In den letzten beiden Jahrzehnten hat eine Neuverteilung der globalen Energienachfrage zugunsten der Entwicklungs- und Schwellenländer stattgefunden. Heute sind die Nicht-OECD-Länder für drei Fünftel des globalen Energieverbrauchs verantwortlich – im Jahr 1998 konsumierten diese Länder lediglich zwei Fünftel der Energie.
- Eine geringe Anzahl an Großverbrauchern dominiert den globalen Energiekonsum. Im Jahr 2018 verbrauchten fünf Länder die Hälfte der globalen Primärenergie: China (24 Prozent) und die USA (17 Prozent) sind bei weitem die wichtigsten Konsumenten. Mit großem Abstand folgen Indien (6 Prozent), Russland (5 Prozent) und Japan (3 Prozent). Die Industrieländer Kanada, Deutschland und Südkorea, aber auch der Iran sind für jeweils gut 2 Prozent des weltweiten Energieverbrauchs verantwortlich.

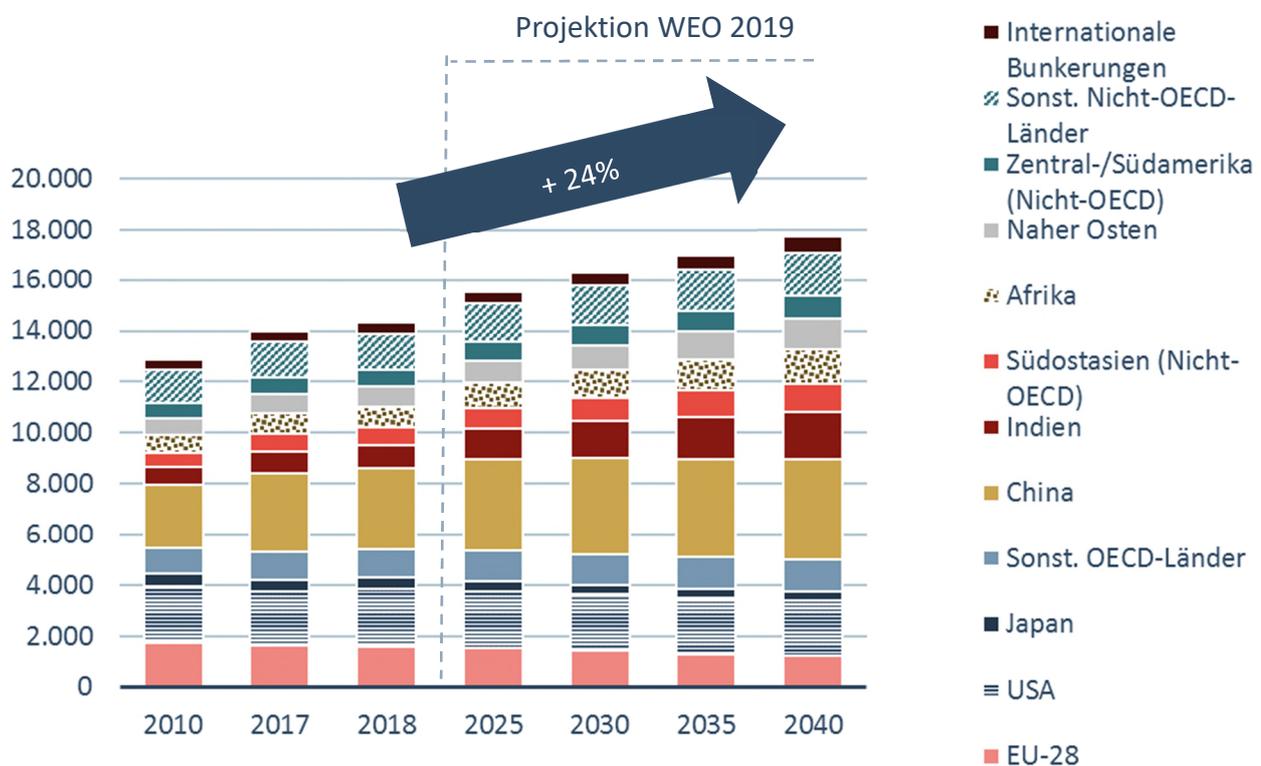
Dieser Wachstumstrend beim Energieverbrauch wird sich aufgrund der weiterhin steigenden Nachfrage in den Nicht-OECD-Ländern in abgeschwächter Form auch in Zukunft fortsetzen (IEA, 2019a) (Abbildung 2-1):

- Zugrunde gelegt werden die Berechnungen des aktuellen World Energy Outlook 2019 der Internationalen Energieagentur (IEA), der drei Szenarien für die Entwicklung des Energieverbrauchs bis 2040 liefert. Für die folgenden Darstellungen wird das zentrale Szenario „Stated Policies Scenario“ (früher: „New Policies Scenario“) verwendet. Es umfasst weltweit bereits eingeführte Maßnahmen sowie die Umsetzung von angekündigten Maßnahmen.
- Im „Stated Policies Scenario“ soll sich der weltweite Energiebedarf bis 2040 im Vergleich zu heute um ein Viertel erhöhen. Das entspricht weiterhin, wenn auch leicht abgeschwächt, einem prognostizierten durchschnittlichen jährlichen Nachfragewachstum von 1 Prozent. Allein bis 2030 wird erwartet, dass sich der weltweite Bedarf um 14 Prozent erhöht.
- Getrieben wird das Wachstum durch die Nicht-OECD-Länder. Der Schwerpunkt des Energieverbrauchs verlagert sich nach Asien. Größter Wachstumstreiber der Energienachfrage wird Indien sein, wo die Energienachfrage sich jeweils im Vergleich zu heute bis 2030 um mehr als die Hälfte erhöhen und bis 2040 sogar verdoppeln soll. Für das Jahr 2030 wird erwartet, dass Indien für 9 und bis zum Jahr 2040 für 10 Prozent des weltweiten Energieverbrauchs verantwortlich sein wird. Aber auch in Afrika und dem Nahen Osten werden hohe Zuwächse um 60 Prozent bis 2040 prognostiziert. Bis 2030 soll in Afrika der Konsum bereits um ein Drittel steigen.

- China wird auch in Zukunft globaler Top-Verbraucher mit 22-23 Prozent bleiben, allerdings wird sich das Wachstum beträchtlich verlangsamen. Bis 2030 soll der Konsum um ein Fünftel, in der folgenden Dekade dann nur noch um 4 Prozent.

### Abbildung 2-1: Trends im globalen Primärenergieverbrauch bis 2040

Angaben in Millionen Tonnen Öläquivalenten nach Regionen



Quelle: IEA (2019a), Stated Policies Scenario, Berechnungen des IW

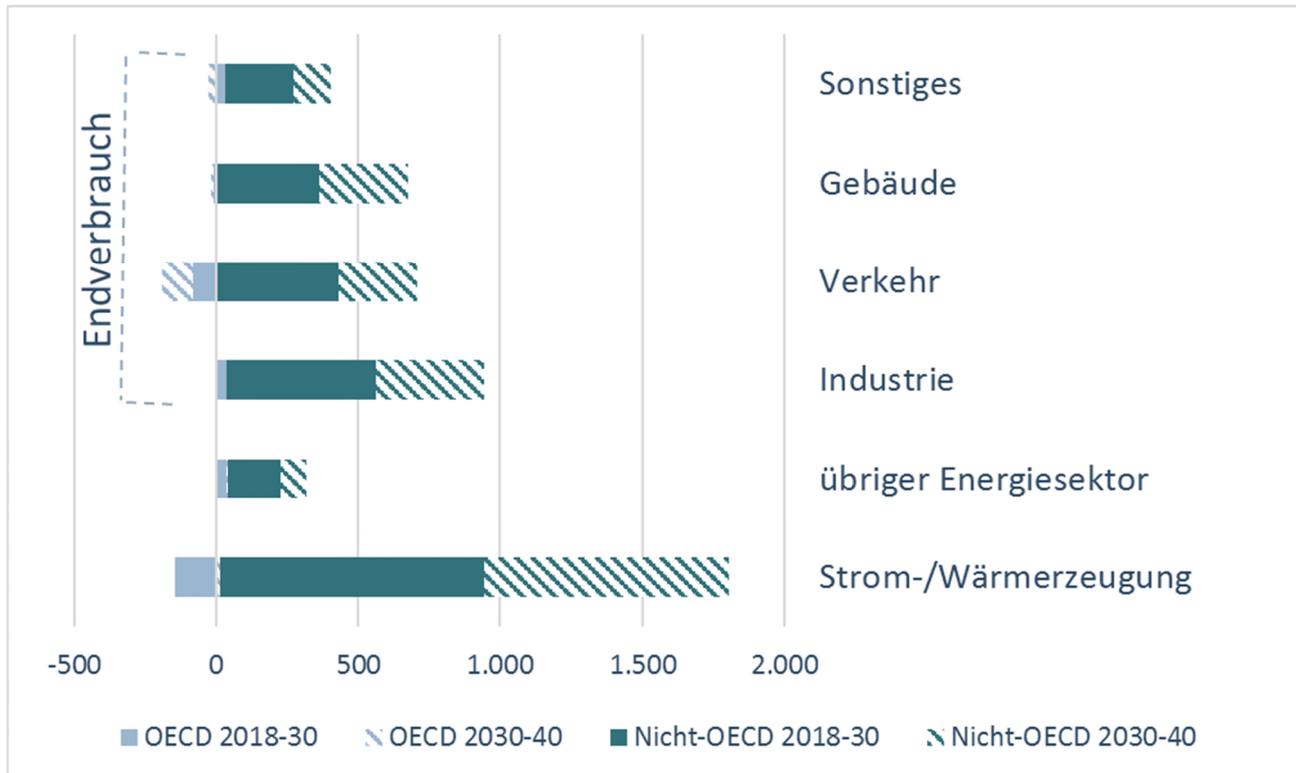
Der künftig weltweit weiter steigende Energiebedarf lässt sich weiterhin durch die fortschreitende Elektrifizierung vor allem in den Entwicklungs- und Schwellenländern erklären. Abbildung 2-2 zeigt anschaulich, welche Regionen für die absoluten Veränderungen in der Energienachfrage bis 2040 verantwortlich sein werden. Eigene Berechnungen auf Basis von IEA (2019a) zeigen folgende Befunde:

- Im Jahr 2018 betrug der weltweite Primärenergiebedarf 14.314 Millionen Tonnen Öl-äquivalente. Rund 70 Prozent davon stellt nach Abzug von Umwandlungsverlusten der globale Endenergieverbrauch dar. Der Endenergieverbrauch teilt sich mit jeweils etwa 30 Prozent in die Bereiche Gebäude, Industrie und Verkehr auf. Die verbleibenden 11 Prozent der Endenergie werden in anderen Bereichen konsumiert.

- Die weltweite Nachfrage im Energiesektor (Strom- und Wärmeerzeugung) soll bis 2040 um 30 Prozent steigen – bis 2030 wird im Vergleich zu heute der Anstieg 14 Prozent betragen. Getrieben wird dieses Wachstum bis 2040 durch die steigende Nachfrage im Energiesektor in den Nicht-OECD-Ländern (+54 Prozent). Allein bis 2030 soll sich der Konsum in diesem Bereich um mehr als ein Viertel im Vergleich zu heute erhöhen. In den OECD-Ländern wird hingegen im Vergleich zu heute ein rückläufiger Energieverbrauch bis 2030 um -7 Prozent beziehungsweise bis 2040 um -6 Prozent erwartet.
- Der globale Endenergieverbrauch soll sich bis 2040 um gut ein Viertel im Vergleich zu heute erhöhen – bis 2030 bereits knapp um ein Fünftel. In den einzelnen Sektoren bedeutet dies bis 2040: Industrie (+32 Prozent), Verkehr (+26 Prozent) und Gebäude (+21 Prozent). In den OECD-Ländern wird der Endenergiekonsum bis 2040 um 4 Prozent (2018-2030: -1 Prozent) zurückgehen – hierfür ist vor allem der rückläufige Verbrauch im Verkehrssektor (-15 Prozent) (2018-2030: -6 Prozent) verantwortlich. Gleichzeitig wird der Endenergieverbrauch bis 2040 in den Nicht-OECD-Ländern um die Hälfte steigen, bis 2030 schon um mehr als ein Viertel, getrieben durch den starken Anstieg im Verkehrssektor um 60 Prozent (2018-2030: +37 Prozent), aber auch im Industrie- und Gebäudesektor um jeweils etwa zwei Fünftel. Bis 2030 soll in den Nicht-OECD-Ländern der Konsum im Industriesektor um ein Viertel und im Gebäudesektor um knapp ein Fünftel ansteigen.

## Abbildung 2-2: Primärenergieverbrauch in Umwandlungs-/Endverbrauchssektoren

Veränderung absolut in Millionen Tonnen Öläquivalenten 2018-2030 und 2030-40



Hinweis: Die Endverbrauchssektoren Industrie, Verkehr, Gebäude, Sonstiges beinhalten auch die im Umwandlungssektor erzeugte Strom und Wärme.

Quelle: IEA (2019a), Stated Policies Scenario, Berechnungen des IW

Ein detaillierterer Blick auf die Nicht-OECD-Länder zeigt, dass China und Indien auch in Zukunft einen steigenden Energiebedarf sowohl in den Umwandlungs- als auch Endenergiesektoren haben werden (Abbildung 2-3):

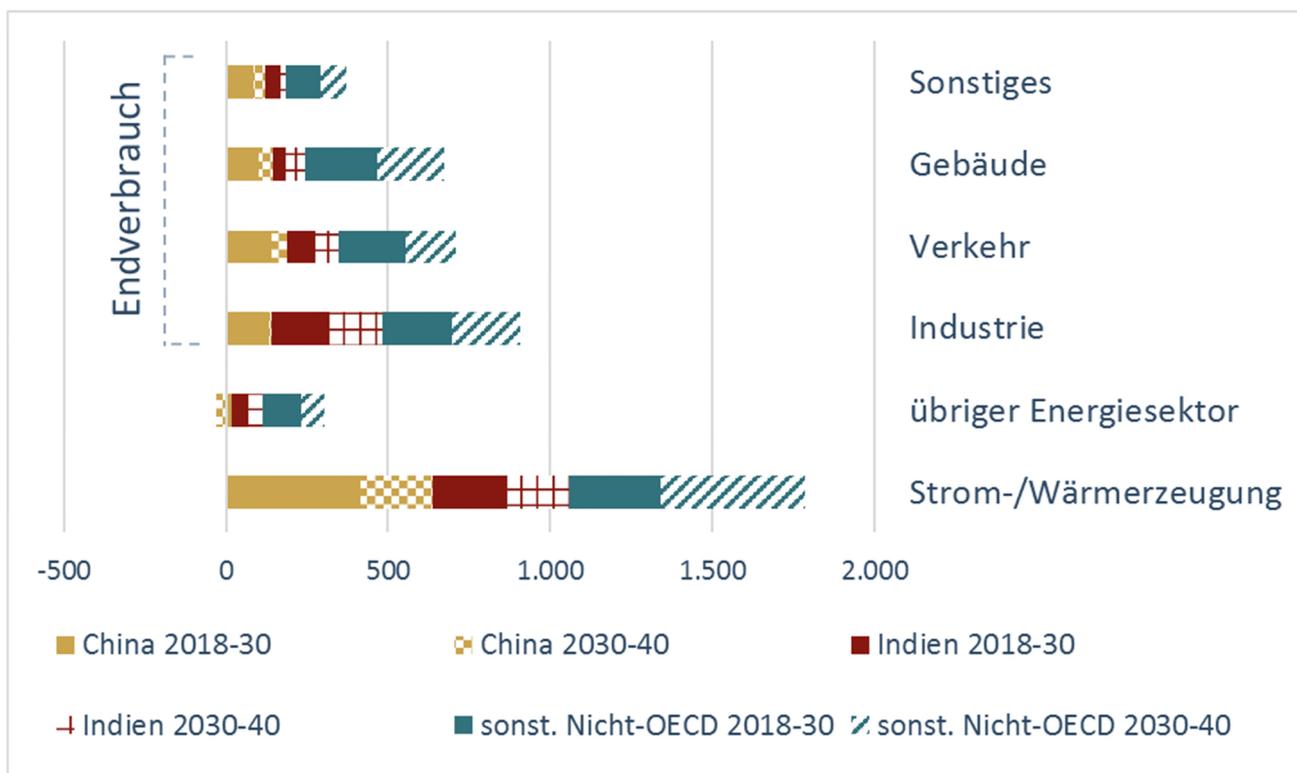
- Wesentlicher Treiber wird künftig Indien im Energiesektor sein: im Vergleich zu heute wird der Primärenergiebedarf im Jahr 2030 um mehr als die Hälfte steigen und sich bis 2040 mehr als verdoppeln. Dabei soll sich der indische Energiebedarf insbesondere bei der Strom- und Wärmerzeugung mit einer Steigerung um zwei Drittel bis 2030 und einer Verdopplung bis 2040 deutlich erhöhen.
- Aber auch in China wird noch ein weiteres Wachstum des Energiebedarfs zur Erzeugung von Strom und Wärme in Höhe von 43 Prozent bis 2040 prognostiziert. Im Jahr 2030 wird der Verbrauch in Vergleich zu heute um ein Viertel höher sein. In den verbleibenden Nicht-OECD-Ländern soll die Nachfrage im Energiesektor bis 2040 um die Hälfte steigen – bis 2030 im Vergleich zu heute um gut ein Fünftel. Hervorzuheben sind hier noch Afrika (+87 Prozent) sowie Südostasien (+100 Prozent), die bis 2040 ihren

Energiebedarf für die Strom- und Wärmeerzeugung mehr oder weniger verdoppeln werden.

- Insbesondere in Indien soll der Endenergiekonsum bis 2040 im Verkehrs- und Industriesektor 2,5-mal so hoch sein im Vergleich zu heute. Allein bis 2030 wird der Verbrauch in diesen beiden Sektoren fast doppelt so hoch sein. In China wird die Endenergienachfrage im Verkehrssektor im Vergleich zu heute bis 2030 um mehr als 40 Prozent beziehungsweise bis 2040 um fast 60 Prozent steigen. In den übrigen Nicht-OECD-Ländern geht man bis 2030 von einer Zunahme um gut ein Viertel des heutigen Endenergiekonsums im Verkehrssektor aus – bis 2040 wird der Verbrauch im Vergleich zu heute um fast die Hälfte steigen.

### Abbildung 2-3: Umwandlungs-/Endverbrauchssektoren in den Nicht-OECD-Ländern

Primärenergieverbrauch, Veränderung absolut in Millionen Tonnen Öläquivalenten 2018-2030 und 2030-2040



Hinweis: Die Endverbrauchssektoren Industrie, Verkehr, Gebäude, Sonstiges beinhalten auch die im Umwandlungssektor erzeugte Strom und Wärme.

Sonstige Nicht-OECD-Länder: hier Nicht-OECD-Länder ohne China und Indien

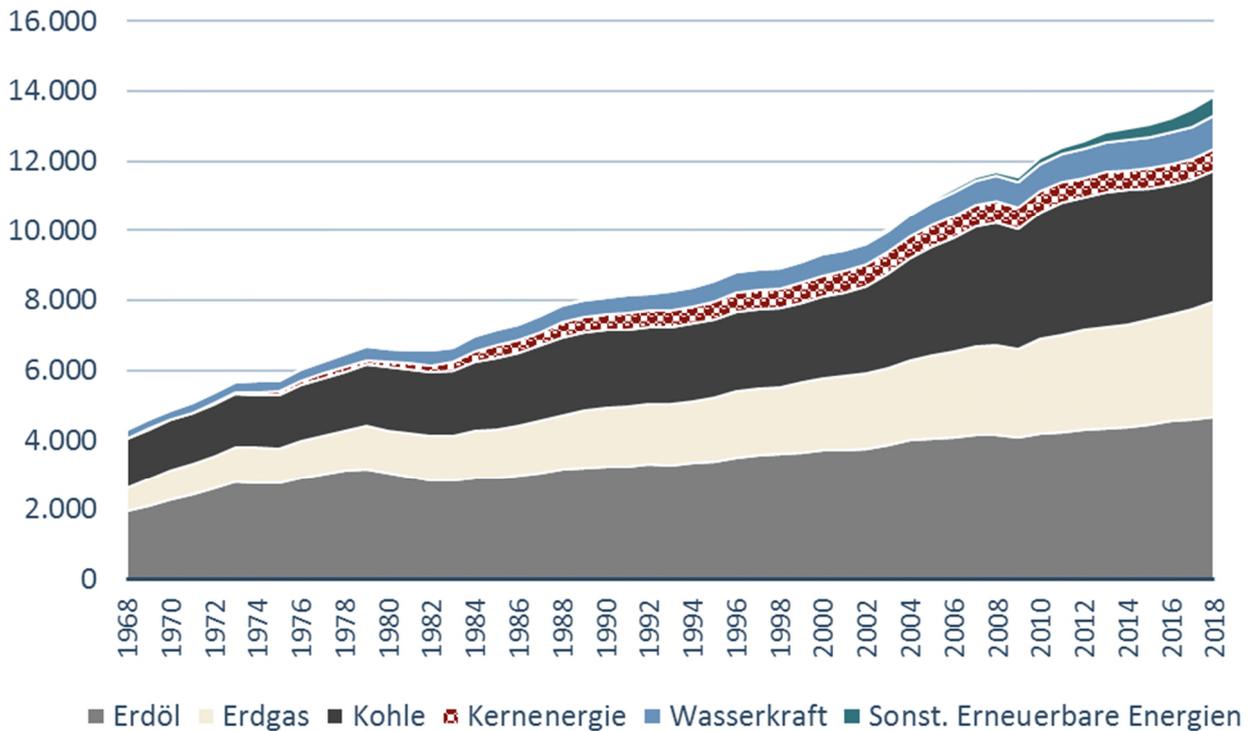
Quelle: IEA (2019a), Stated Policies Scenario, Berechnungen des IW

Heute dominieren fossile Brennstoffe den weltweiten Energieverbrauch, obgleich erneuerbare Energieträger zunehmend wichtiger werden. Abbildung 2-4 gibt einen Überblick in einer langen Zeitreihe auf Basis von BP (2019):

- Erdöl ist der wichtigste Brennstoff: es deckt aktuell gut ein Drittel des globalen Primärenergiebedarfs. Seit 1968 hat sich die Verbrauchsmenge kontinuierlich um 1,8 Prozent jährlich erhöht. Heute beträgt der Erdölkonsum das 2,5-fache von dem vor 50 Jahren.
- Zweitwichtigster Brennstoff ist weiterhin Kohle (hier nicht unterteilt nach Braun- und Steinkohle) mit 27 Prozent. Die Verbrauchsmenge ist seit 1968 um mehr als das 2,5-fache gestiegen mit einer jährlichen durchschnittlichen Wachstumsrate von 2 Prozent.
- Rund ein Viertel des globalen Energiebedarfs macht Erdgas aus. Seit 1968 hat sich hier der Konsum verfünffacht mit jährlichen Anstiegen um 3 Prozent.
- Erneuerbare Energieträger werden immer wichtiger: Heute haben Wasserkraft einen Anteil von 7 Prozent und sonstige erneuerbare Energien von 4 Prozent. Während der Beitrag der Wasserkraft in den letzten beiden Dekaden um knapp das 2-fache gestiegen ist, ist der Verbrauch von sonstigen erneuerbare Energien 13-mal höher als noch vor 20 Jahren.
- Kernenergie macht heute nur noch 4 Prozent aus. Von 1990 bis 2006 betrug der Anteil noch 6 Prozent und ist seitdem rückläufig. Absolut ist der Konsum von Kernenergie nur mäßig gewachsen: zwischen 1998 und 2018 betrug das durchschnittliche Wachstum jährlich nur 0,5 Prozent. Nach dem Fukushima-Unglück gab es im Jahr 2012 einen kurzfristigen leichten Rückgang im Verbrauch, seitdem steigt die verbrauchte Menge an Kernenergie wieder an.

## Abbildung 2-4: Globaler Primärenergieverbrauch nach Energieträger

Angaben in Millionen Tonnen Öläquivalenten



Quelle: BP (2019), Berechnungen des IW

Die weltweite Bedeutung von Braun- und Steinkohle als Energieträger kann auf Basis von detaillierten Daten der BGR (2019) zum nicht-erneuerbaren Primärenergieverbrauch ermittelt werden. Dabei zeigt sich, dass die Verbrauchsstruktur je nach Region sehr unterschiedlich ist (Tabelle 2-1):

- Mehr als zwei Fünftel des weltweiten nicht-erneuerbaren Primärenergieverbrauchs findet in Austral-Asien, ein Fünftel in Nordamerika und 13 Prozent in Europa statt.
- Bei den nicht-erneuerbaren Brennstoffen dominierten weltweit im Jahr 2017 Erdöl (36 Prozent), Steinkohle (30 Prozent) und Erdgas (26 Prozent).
- In Lateinamerika besteht der Energiemix zu knapp zwei Dritteln aus Erdöl. In Austral-Asien wird dagegen Steinkohle zu mehr als der Hälfte eingesetzt. In den GUS-Staaten und dem Nahen Osten ist Erdgas ein zentraler Brennstoff mit Anteilen von mehr als 50 Prozent.
- Braunkohle (2 Prozent) und Uran (6 Prozent) spielen global eine untergeordnete Rolle, sind in Europa aber deutlich wichtiger mit jeweils 7 und 14 Prozent.

**Tabelle 2-1: Globaler Primärenergieverbrauch nicht-erneuerbarer Energieträger**

Angaben für 2017 in Prozent

Region	Erdöl	Erdgas	Hartkohle	Weich- braun- kohle	Uran	Gesamt
<b>Verbrauch der Energieträger nach Regionen</b>						
Europa	14,9	14,9	4,7	46,1	30,2	13,4
darunter: EU-27	13,2	13,1	4,0	34,3	29,2	11,8
GUS	4,3	16,7	4,9	11,8	11,4	8,3
Afrika	4,4	3,6	2,8	0,0	0,3	3,4
Naher Osten	9,0	14,6	0,2	0,0	1,2	7,2
Austral-Asien	34,6	20,4	77,2	33,3	24,3	42,9
Nordamerika	25,8	25,3	9,5	8,8	31,7	20,9
Lateinamerika	6,9	4,5	0,8	0,0	0,9	3,9
Welt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
<b>Verbrauchsstruktur in den Regionen nach Energieträger</b>						
Europa	40,0	29,0	10,0	7,0	14,0	100,0
darunter: EU-27	40,0	29,0	10,0	6,0	15,0	100,0
GUS	19,0	53,0	17,0	3,0	8,0	100,0
Afrika	46,0	28,0	25,0	0,0	1,0	100,0
Naher Osten	45,0	53,0	1,0	0,0	1,0	100,0
Austral-Asien	29,0	13,0	54,0	1,0	3,0	100,0
Nordamerika	44,0	32,0	14,0	1,0	9,0	100,0
Lateinamerika	63,0	30,0	6,0	0,0	1,0	100,0
Welt	36,0	26,0	30,0	2,0	6,0	100,0
Welt absolut in EJ	192	142	159	10	33	536

Hartkohle: Anthrazit, Steinkohle, Hartbraunkohle mit einem Energiegehalt > 16.500 kJ/kg (aschefrei), Weichbraunkohle: Rohkohle mit Energiegehalt (aschefrei) < 16.500 kJ/kg

Quelle: Quelle: BGR (2019), Berechnungen des IW

Die fossile Nachfrage wird künftig von den Entwicklungs- und Schwellenländern hochgetrieben, während sich in den OECD-Ländern der Trend Richtung erneuerbare Energieträger fortsetzt:

- Die globale Primärenergienachfrage wird laut IEA (2019a) im Jahr 2030 noch zu 77 Prozent aus fossilen Brennstoffen und zu weniger als einem Fünftel aus erneuerbaren Energien bestehen. Bis 2040 werden fossile Energieträger etwas weniger als drei Viertel des globalen Primärenergieverbrauchs ausmachen und erneuerbare Energien mit mehr als einem Fünftel an Bedeutung gewinnen. Die Kernenergie bleibt unverändert bis 2040 bei einem Anteil von 5 Prozent. Feste Brennstoffe (Kohle, Kohleprodukte, Torf) machen heute 27 Prozent des globalen Primärenergieverbrauchs aus – dieser Anteil wird bis 2030 auf knapp ein Viertel und weiter auf ein Fünftel bis 2040 sinken.
- Während sich in den OECD-Ländern der Anteil erneuerbarer Energien auf 22 Prozent bis 2040 verdoppeln und bereits in 2030 17 Prozent betragen wird, verringern sich dafür die Anteile der fossilen Energieträger (70 Prozent) und Kernenergie (8 Prozent) bis 2040.

Die eingesetzte Menge an festen Brennstoffen wird bis 2040 weltweit konstant bleiben (Tabelle 2-2):

- Beschlossene Klimaschutzmaßnahmen werden dafür sorgen, dass der Einsatz von Kohle weltweit konstant bleibt, aber insbesondere in den OECD-Ländern bis 2040 zurückgehen wird. Die Nicht-OECD-Länder werden auch künftig hier ein Wachstum verzeichnen: Insbesondere in Indien und Südostasien soll die Nachfrage bis 2030 um die Hälfte steigen und sich im Vergleich zu heute bis 2040 sogar verdoppeln.
- Erdöl bleibt weltweit trotz sinkender Anteile mit 28 Prozent auch im Jahr 2040 der wichtigste Energieträger. 2030 wird der globale Ölverbrauch bereits 8 Prozent höher sein als heute und bis 2040 noch um ein weiteres Prozent wachsen. Vor allem in den Nicht-OECD-Ländern soll die Ölnachfrage bis 2040 um ein Drittel steigen – bis 2030 schon um knapp ein Viertel.
- Bei den fossilen Brennstoffen wird die Nachfrage vor allem nach Erdgas anwachsen: Bis 2030 soll sich die Gasnachfrage um eine Fünftel und bis 2040 sogar insgesamt um mehr als ein Drittel im Vergleich zu heute ausweiten. Wesentliche Treiber dieser Nachfrage bis 2040 sind die Entwicklungs- und Schwellenländer (Nicht-OECD: +60 Prozent), darunter vor allem Indien (+218 Prozent), aber auch China (+116 Prozent) und Afrika (+98 Prozent). Erdgas soll 2040 ein Viertel des globalen Primärenergiebedarfs decken und Kohle als zweitwichtigsten Energieträger ablösen.
- Der bis 2030 erwartete Zuwachs der Kernenergie entspricht weltweit 13 Prozent und soll danach bis 2040 in einer ähnlichen Größenordnung weiterwachsen. Insbesondere in den Nicht-OECD-Ländern soll dieser Energieträger weiter kräftig zulegen, während er in den OECD-Staaten insgesamt rückläufig sein wird.

- Die Bedeutung von erneuerbaren Energien steigt weltweit: Bereits die Hälfte des Anstiegs im Primärenergieverbrauch zwischen heute und 2040 wird durch erneuerbare Energieträger gedeckt werden – in einer Betrachtung bis 2030 sind es 45 Prozent des Wachstums.

**Tabelle 2-2: Erwartete Nachfrage nach Energierohstoffen bis 2040**

Wachstum 2018-2030 und 2030-2040 in Prozent

	Welt		OECD		Nicht-OECD	
	2018-30	2030-40	2018-30	2030-40	2018-30	2030-40
Feste Brennstoffe	1	-2	-34	-19	11	1
Erdöl	8	1	-11	-15	23	9
Erdgas	19	14	5	0	30	23
Kernenergie	13	13	-9	-10	71	45
Erneuerbare Energien	44	27	48	23	42	28
Primärenergieverbrauch	14	9	-4	-4	24	14

Feste Brennstoffe: Kohle, Kohleprodukte, Torf

Quelle: IEA (2019a), Stated Policies Scenario, Berechnungen des IW

## 2.2 Stromerzeugung

Die zunehmende Elektrifizierung sorgt auch künftig für steigende Stromerzeugungsmengen. Bis 2030 soll die weltweite Stromerzeugungsmenge um gut ein Viertel im Vergleich zu heute ansteigen – danach wird bis 2040 ein Wachstum in einer ähnlichen Größenordnung erwartet, so dass weltweit die Menge an erzeugtem Strom bis 2040 um die Hälfte höher sein wird. Das zeigen eigene Berechnungen auf Basis von IEA (2019a). Während sich in den Nicht-OECD-Ländern die Menge zwischen heute und 2040 fast verdoppeln soll (+85 Prozent), wird sie sich in Indien sogar fast verdreifachen (+183 Prozent), dagegen liegt das Wachstum in den OECD-Ländern nur sehr mäßig bei 15 Prozent.

Bis 2040 werden feste Brennstoffe voraussichtlich ihre Bedeutung als wichtigste Energieträger im globalen Stromerzeugungsmix mit erneuerbaren Energieträgern tauschen (Tabelle 2-3):

- Feste Brennstoffe machen heute knapp zwei Fünftel des Strommix aus, bis 2030 sinkt ihr Anteil auf ein Drittel und im Jahr 2040 wird es nur noch ein Viertel sein. Erneuerbare Energieträger machen heute ein Viertel aus – bis 2030 werden es mehr als ein Drittel und bis 2040 sogar mehr als zwei Fünftel sein. Dennoch wird die Einsatzmenge fossiler

Energierohstoffe, vor allem von Erdgas, zur Erzeugung von Strom den Szenarioberechnungen der IEA (2019a) zufolge auch künftig absolut steigen. Die Nutzung von Öl wird stark rückläufig sein; der Einsatz fester Brennstoffe wird stagnieren.

- Dieser Trend hin zu regenerativen Energieträgern und weg von festen Brennstoffen zeigt sich vor allem in den OECD-Ländern, insbesondere in der Europäischen Union. Bis 2040 sollen in der EU-28 zwei Drittel des Stromerzeugungsmix aus erneuerbaren Energien kommen und feste Brennstoffe nur noch sehr geringe Anteile haben. Japan wird künftig auch zunehmend auf erneuerbare Energien setzen, allerdings auch verstärkt auf Kernenergie, dafür weniger auf Erdgas und feste Brennstoffe. In den OECD-Ländern wird der Verbrauch von Öl und festen Brennstoffen für die Stromerzeugung sinken.
- In den Nicht-OECD-Ländern wird die Bedeutung regenerativer Energieträger auch bis 2040 deutlich steigen (2040: 41 Prozent) und dafür die Relevanz von festen Brennstoffen bis 2030 auf zwei Fünftel und dann bis 2040 auf ein Drittel zurückgehen. Auch in China und Indien soll der Anteil an erneuerbaren Energien bis 2030 bei gut einem Drittel und bis 2040 bei mehr als zwei Fünftel liegen, gleichzeitig sollen aber auch feste Brennstoffe noch mehr als zwei Fünftel des Stromerzeugungsmix betragen.

**Tabelle 2-3: Stromerzeugungsmix 2018 bis 2040**

Angaben der Anteile der Rohstoffe in Prozent, absolute Stromerzeugungsmenge in TWh

		Erdöl	Erdgas	Feste Brennstoffe	Kernenergie	Erneuerbare	absolut in TWh
OECD	2018	1,9	28,0	25,8	17,6	26,3	11.209
	2030	0,6	28,1	14,8	15,1	41,1	11.959
	2040	0,3	27,0	11,1	12,6	48,7	12.864
EU-28	2018	1,8	19,2	20,3	25,3	33,3	3.279
	2030	0,6	18,5	7,0	18,7	55,1	3.396
	2040	0,3	14,7	1,8	16,7	66,4	3.565
USA	2018	1,0	34,7	28,2	18,9	17,1	4.445
	2030	0,3	36,9	18,6	15,0	29,1	4.639
	2040	0,1	36,5	15,2	11,4	36,7	4.939
Japan	2018	6,0	36,0	31,6	5,3	19,3	1.069
	2030	2,6	25,5	23,2	19,9	26,9	1.053
	2040	0,7	23,6	20,6	20,6	32,6	1.062
Nicht-OECD	2018	3,9	19,3	47,0	4,8	25,0	15.394
	2030	2,5	18,8	38,9	5,7	34,1	22.182
	2040	1,6	19,0	31,6	6,5	41,3	28.510
China	2018	0,1	3,6	66,2	4,1	26,0	7.170
	2030	0,0	6,5	51,0	6,2	36,2	10.177
	2040	0,0	7,3	41,2	8,0	43,4	12.071
Indien	2018	1,1	4,4	73,8	2,5	18,3	1.618
	2030	0,8	3,5	61,7	3,7	30,4	3.018
	2040	0,3	3,6	46,6	4,9	44,6	4.581
Welt	2018	3,0	23,0	38,1	10,2	25,6	26.603
	2030	1,8	22,1	30,5	9,0	36,6	34.140
	2040	1,2	21,5	25,2	8,4	43,6	41.373

EU-28: hier noch mit Großbritannien; Feste Brennstoffe: Kohle, Kohleprodukte, Torf

Angaben ergeben aufgrund von Rundungsdifferenzen nicht immer 100 Prozent.

Quelle: IEA (2019a), Stated Policies Scenario, Berechnungen des IW

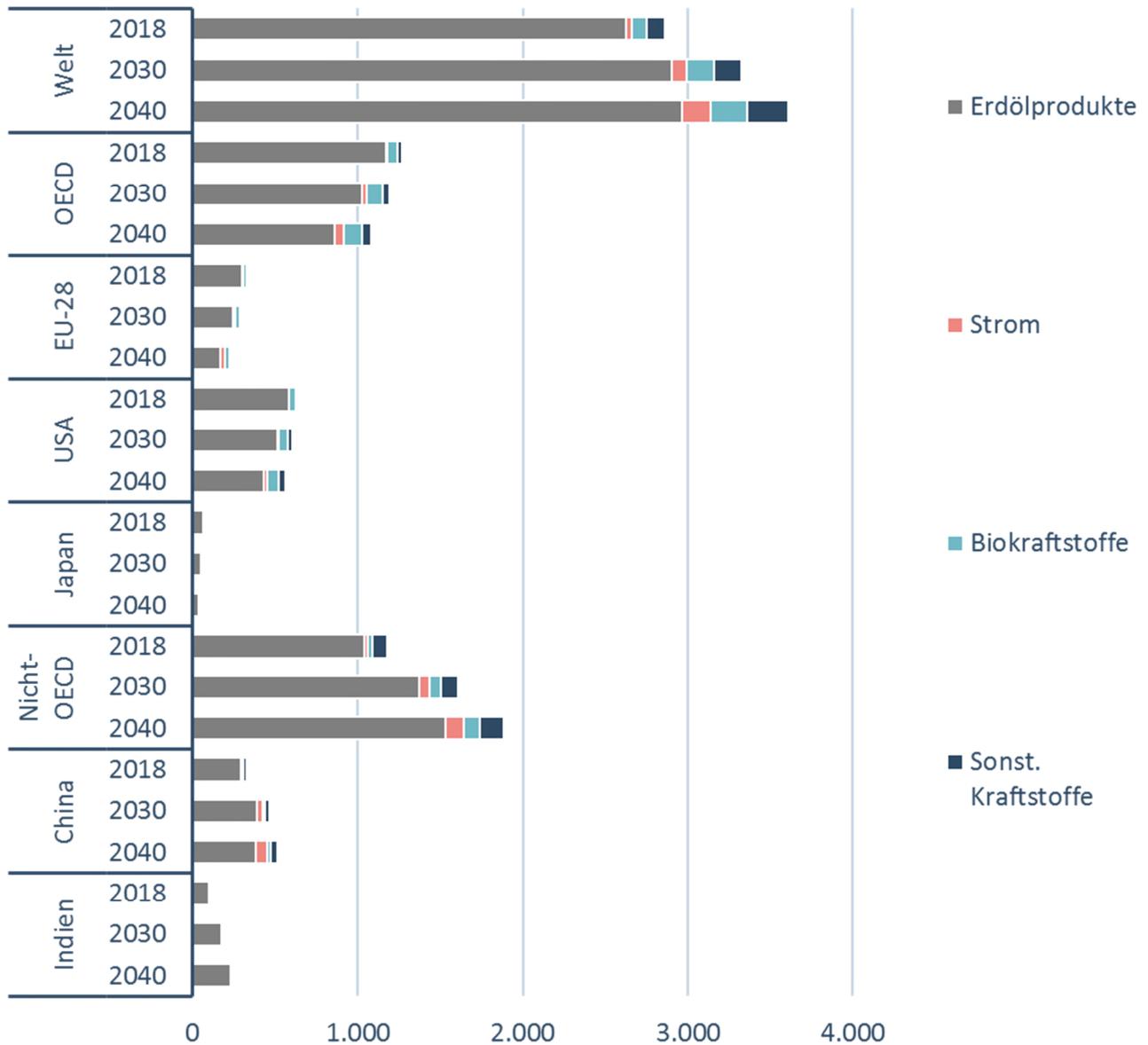
### 2.3 Endenergieverbrauch im Verkehrssektor

Bis 2040 wird die globale Endenergienachfrage im Verkehrsbereich mit einem Viertel mäßig steigen. Das Wachstum bis 2030 beträgt 16 Prozent. In den Entwicklungs- und Schwellenländern wird der Energiekonsum in diesem Sektor weiterwachsen, während er in vielen Industriestaaten rückläufig sein wird. Auch in Zukunft haben Ölprodukte im Verkehrsbereich eine wichtige, aber zurückgehende Relevanz und werden zunehmend durch Strom und alternative Kraftstoffe ersetzt (Abbildung 2-5):

- In den OECD-Ländern wird die Endenergienachfrage im Verkehr bis 2040 um 15 Prozent fallen. Vorreiter sind die Europäische Union (-29 Prozent) und Japan (-36 Prozent). In den Nicht-OECD-Ländern wird der Verkehrssektor hingegen 60 Prozent mehr Endenergie benötigen als heute. Das wird vor allem getrieben durch den steigenden Bedarf in Indien (+151 Prozent), Afrika (+75 Prozent) und China (+58 Prozent).
- Heute machen Ölprodukte noch 92 Prozent der globalen Endnachfrage im Verkehrssektor aus – im Jahr 2030 werden es noch 87 Prozent und in 2040 noch 82 Prozent sein. Biokraftstoffe, Strom, aber auch andere Kraftstoffe werden bedeutender.
- Bis 2030 soll der Erdölanteil in den OECD-Ländern 87 Prozent betragen. Im Jahr 2040 besteht der Energiemix für die Verkehrsendnachfrage in den OECD-Ländern zu vier Fünfteln aus Erdöl, 10 Prozent aus Biokraftstoffen und jeweils etwa 5 Prozent aus Strom und anderen Kraftstoffen.
- Während insbesondere in der Europäischen Union Mineralölprodukte im Jahr 2030 noch 84 Prozent der Nachfrage ausmachen sollen, sind es in 2040 nur noch etwas weniger als drei Viertel der Nachfrage – Strom und Biokraftstoffe machen jeweils knapp 13 Prozent aus; andere Kraftstoffe 2 Prozent. Im Vergleich dazu werden die USA in 2040 einen Energiemix haben, der neben Mineralprodukten (77 Prozent) zunehmend vor allem auf Biokraftstoffe (13 Prozent) und andere Kraftstoffe (7 Prozent) aber auch Strom (3 Prozent) abzielt. In Japan prognostiziert man hier eine Strategie, die eher auf Strom hinsteuert.
- In den Nicht-OECD-Ländern steigt die Relevanz von Biokraftstoffen und Strom bis 2040 bei von heute 88 auf 81 Prozent sinkenden Erdölanteilen. Während China mehr auf Strom und Biokraftstoffe setzen wird, wird für Indien eher ein Mix aus unterschiedlichen Kraftstoffen anstelle von Mineralölprodukten prognostiziert.

### Abbildung 2-5: Energiemix im Verkehrssektor 2018, 2030 und 2040

Angaben in Millionen Tonnen Öläquivalenten



EU-28: hier noch mit Großbritannien

Quelle: IEA (2019a), Stated Policies Scenario, Berechnungen des IW

### 3 Angebot: Potenziale bei nicht-erneuerbaren Rohstoffen

Aus geologischer Sicht gibt es bei nicht-erneuerbaren Energierohstoffen noch große Potenziale. Dargestellt werden kann dieses Potenzial mit verschiedenen Indikatoren, die folgendermaßen definiert sind (BGR, 2019):

- Bei den Reserven handelt es sich um nachgewiesene mit heutigen Preisen und heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen.
- Ressourcen sind nachgewiesene, aber derzeit technisch-wirtschaftlich und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftige Energierohstoffmengen.
- Das verbleibende Potenzial sind Reserven plus Ressourcen.
- Die Reservereichweite ist das Verhältnis Reserven zur Jahresförderung, das heißt wie viele Jahre sind noch Reserven verfügbar, wenn der Verbrauch konstant bleiben würde.

Der größte Anteil mit 550 Tausend EJ an nicht-erneuerbaren globalen Energierohstoffen ist als Ressourcen definiert und übertrifft die Reserven (40 Tausend EJ) um ein Vielfaches (BGR, 2019). Im Jahr 2017 wurden nicht-erneuerbare Energierohstoffe mit einem Energiegehalt von 526 EJ gefördert. Nach derzeitigem Kenntnisstand gibt es damit noch gewaltige fossile Energiemengen, die aus rohstoffgeologischer Sicht auch einen steigenden Energiebedarf über Jahrzehnte hinaus decken könnten. Ob und wann welche Energierohstoffe wie genutzt werden können, hängt allerdings unter anderem von dem geologischen Kenntnisgrad, der technisch-wirtschaftlichen Gewinnbarkeit und damit der bedarfsgerechten Verfügbarkeit ab. Hinzu kommen heute auch Fragen der Nachhaltigkeit, Umweltverträglichkeit und der öffentlichen Akzeptanz. Neben dem Ausbau erneuerbarer Energien wird die weltweit fortwährend steigende Energienachfrage in absehbarer Zukunft auch eine wachsende Produktion von fossilen Energierohstoffen zur Abdeckung des Bedarfs erfordern. Allerdings könnten die aktuell vergleichsweise niedrigen Investitionen in diesem Bereich mittelfristig wieder für temporäre Versorgungsengpässe und Preisanstiege bei einzelnen Rohstoffen sorgen (BGR, 2019, 41).

Deutschland ist bei Erdöl, Erdgas und Steinkohle abhängig vom international verfügbaren Angebot. Lediglich Braunkohle steht bislang als heimischer fossiler Energierohstoff in Deutschland zur Verfügung. Im Folgenden werden die Verfügbarkeiten für die verschiedenen fossilen Energieträger dargestellt.

#### 3.1 Braunkohle

Die Versorgungssituation für Braunkohle ist weltweit insbesondere aufgrund der Ressourcenlage und in einigen Regionen auch dank der Reservesituation gut. Deutschland ist aktuell noch der wichtigste Braunkohleförderer (Tabelle 3-1):

- Nordamerika, Austral-Asien und die GUS-Staaten verfügen über die größten verbleibenden Potenziale für Braunkohle aufgrund großer Mengen noch nicht direkt verfügbarer, aber nachgewiesener Ressourcen. Allein die USA (31 Prozent) und Russland (29 Prozent) verfügen zusammen über drei Fünftel der weltweit festgestellten Ressourcen.
- Die größten Braunkohlereserven sind mit mehr als einem Drittel auch in Austral-Asien und knapp 30 Prozent in den GUS-Staaten vorzufinden. Die wichtigsten Länder mit Braunkohlereserven waren im Jahr 2017 Russland (28 Prozent), Australien (24 Prozent), Deutschland (11 Prozent), USA (9 Prozent) und die Türkei (3 Prozent).
- Betrachtet man die Reservereichweite, dann würden die weltweiten Reserven bei der aktuellen Fördermenge weltweit noch gut 300 Jahre reichen. Besonders hohe Reservereichweiten haben die GUS-Staaten (1.082 Jahre) und Nordamerika (443 Jahre). Lateinamerika weist hier auch eine hohe Reichweite auf, hat aber nur kleine Reserven und Fördermengen. In Deutschland würden gemessen an der aktuellen Fördermenge die Reserven auch noch 211 Jahre ausreichen.
- Mehr als die Hälfte der Braunkohleförderung fand im Jahr 2017 in Europa und ein Drittel in Austral-Asien statt. Wichtigste Förderländer sind Deutschland (17 Prozent) und China (14 Prozent). Danach folgen mit Abstand Länder wie Russland, Türkei, USA, Polen und Indonesien mit jeweils 6 bis 7 Prozent Anteil an der Weltförderung von Braunkohle.

### Tabelle 3-1: Weichbraunkohle - Verbleibendes Potenzial und Reservereichweite

Angaben in Prozent und in Mt (Megatonne = 1 Million t), 2017

	Förderung	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial	Reservereichweite
Europa	50,6	23,8	7,2	8,3	145
GUS	8,3	29,1	29,3	29,3	1.082
Afrika	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Naher Osten	0,0	0,0	0,0	0,0	0
Austral-Asien	33,9	35,4	29,5	29,9	322
Nordamerika	7,0	10,1	33,6	32,0	443
Lateinamerika	0,2	1,6	0,5	0,5	2.537
Welt	100,0	100,0	100,0	100,0	308
Welt absolut in Mt	1.037	319.878	4.424.395	4.744.273	

GUS: plus Georgien und Ukraine, Weichbraunkohle: Rohkohle mit Energiegehalt (aschefrei) < 16.500 kJ/kg

Quelle: BGR, 2019, Berechnungen des IW

### 3.2 Steinkohle

Deutschland hat keine relevante Stellung bei der Förderung, den Ressourcen und Reserven von Steinkohle und ist hier von Importen abhängig. Die Region Austral-Asien ist nicht nur die wichtigste Förderregion von Steinkohle, sondern verfügt neben Nordamerika über das größte verbleibende Potenzial für die zukünftige Förderung (Tabelle 3-2):

- Drei Viertel der weltweiten Förderung fand im Jahr 2017 in Austral-Asien statt. Allein 50 Prozent der weltweiten Steinkohleförderung fanden in China statt. Jeweils weitere 10 Prozent der globalen Förderung fanden in Indien und den USA statt.
- Fast vier Fünftel des verbleibenden Potenzials liegen in Austral-Asien und Nordamerika. Lediglich die GUS-Staaten verfügen mit 16 Prozent ebenfalls über ein nennenswertes verbleibendes Potenzial. China und die USA verfügen über die größten Steinkohlereserven und -ressourcen.
- Fast die Hälfte der Reserven sind in Austral-Asien vorzufinden und 31 Prozent in Nordamerika. Die Top-3 Länder nach Reserven sind: USA (30 Prozent), China (18 Prozent) und Indien (13 Prozent). Australien und Russland folgen dann mit jeweils 10 Prozent.
- Fast 80 Prozent der Ressourcen liegen in Austral-Asien und Nordamerika. Die Top-3 Länder sind hier: USA (37 Prozent), China (30 Prozent), aber auch Russland (15 Prozent).
- Betrachtet man die Reservereichweiten relevanter Regionen, so hat Nordamerika eine statische Reservereichweite von 323 Jahren und die GUS-Staaten von 274 Jahren.

**Tabelle 3-2: Steinkohle – Verbleibendes Potenzial und Reservereichweite**

Angaben in Prozent und in Mt (Megatonne = 1 Million t), 2017

	Förderung	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial	Reserve-reichweite
Europa	1,3	3,2	2,7	2,7	290
GUS	7,3	17,7	16,2	16,3	274
Afrika	4,2	1,8	1,7	1,7	48
Naher Osten	0,0	0,2	0,2	0,2	802
Austral-Asien	75,1	45,1	40,7	40,9	68
Nordamerika	10,7	30,7	37,5	37,3	323
Lateinamerika	1,5	1,2	0,1	0,2	92
Antarktis	0,0	0,0	0,8	0,8	-
Welt	100,0	100,0	100,0	100,0	113
Welt absolut in Mt	6.529	734.901	17.708.211	18.443.112	

GUS: plus Georgien und Ukraine, Steinkohle: Anthrazit, Steinkohle, Hartbraunkohle mit einem Energiegehalt &gt; 16.500 kJ/kg (aschefrei)

Quelle: BGR, 2019, Berechnungen des IW

### 3.3 Erdgas

Erdgasvorkommen in Form von Reserven und Ressourcen sind in Deutschland kaum verfügbar, sodass nur sehr geringe Erdgasmengen gefördert werden und der Bedarf über Einfuhren gedeckt werden muss. Weltweit verfügt Erdgas jedoch über ein hohes verbleibendes Potenzial, überwiegend aus noch nicht direkt verfügbaren Ressourcen (Tabelle 3-3):

- Die global wichtigsten Förderregionen sind Nordamerika und die GUS-Staaten. Die wichtigsten Erdgasproduzenten waren im Jahr 2017 die USA (20 Prozent), Russland (18 Prozent) und Iran (6 Prozent).
- Fast drei Viertel der weltweiten Erdgasreserven befinden sich im Nahen Osten (40 Prozent) und in den GUS-Staaten (32 Prozent). Besonders hohe Reservereichweiten hat aktuell der Nahe Osten mit 120 Jahren. Allein die Hälfte der globalen Reserven sind in Russland (24 Prozent), Iran (17 Prozent) und Katar (12 Prozent) konzentriert. In diesen Ländern sind die Reserven fast ausschließlich konventionelle Erdgasreserven.
- 96 Prozent der weltweiten Reserven sind weiterhin konventionelle Erdgasreserven. Vier Fünftel der weltweiten nicht-konventionellen Erdgasreserven sind in den USA vorzufinden; Australien hat weitere 13 Prozent und China ist mit 6 Prozent dabei. In den

meisten anderen Ländern spielen nicht-konventionelle Erdgasreserven kaum bis gar keine Rolle. In den USA machen nicht-konventionelle Erdgasreserven, überwiegend Schiefergas, mit mehr als zwei Drittel sogar die Mehrheit der Erdgasreserven aus. Auch in Australien sind fast ein Drittel der Erdgasreserven Kohleflözgas (CBM).

- Etwa die Hälfte der globalen Erdgasressourcen sind konventioneller Natur. Schiefergas macht ein weiteres Drittel aus. In geringen Mengen sind Tight Gas (10 Prozent) und Kohleflözgas (8 Prozent) nachweisbar.
- Etwa zwei Drittel der Erdgasressourcen verteilen sich auf die Regionen GUS-Staaten (29 Prozent), Austral-Asien (20 Prozent) und Nordamerika (17 Prozent). Die mit Abstand größten Erdgasressourcen sind in Russland (24 Prozent), China (10 Prozent) und die USA (9 Prozent) vorhanden. Während in Russland zu 72 Prozent konventionelles Erdgas überwiegt und der Rest sich auf Tight-Gas (13 Prozent), Kohleflözgas (CBM) (8 Prozent) und Schiefergas (6 Prozent) verteilt, ist das Verhältnis in China genau andersherum. In China bestehen die Ressourcen zu gut einem Drittel aus Schiefergas und zu jeweils 17 Prozent aus Tight Gas und Kohleflözgas (CBM). In den USA, wo konventionelle Ressourcen gut zwei Fünftel betragen, spielen Schiefergasressourcen mit einem Drittel und Tight-Gas mit 16 Prozent eine wesentliche Rolle.

### Tabelle 3-3: Erdgas – Verbleibendes Potenzial und Reservereichweite

Angaben in Prozent und in Mrd. m<sup>3</sup> (Milliarden Kubikmeter), 2017

	Förderung	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial	Reserve-reichweite
Europa	6,7	1,5	3,1	2,8	12
GUS	23,4	31,8	28,5	29,3	72
Afrika	6,0	8,4	12,3	11,3	73
Naher Osten	17,3	39,5	8,9	16,3	120
Austral-Asien	16,1	9,2	20,4	17,7	30
Nordamerika	25,9	5,7	16,8	14,1	12
Lateinamerika	4,6	3,8	10	8,5	44
Welt	100	100	100	100	53
Welt absolut in Mt	3.782	198.960	627.639	826.599	

GUS: plus Georgien und Ukraine

Quelle: BGR, 2019, Berechnungen des IW

### 3.4 Erdöl

Ähnlich wie beim Erdgas sieht es in Deutschland beim Erdöl aus, so dass hier eine hohe Importabhängigkeit besteht. In Zukunft wird es weiterhin möglich sein, auf konventionelles und nicht-konventionelles Erdöl zurückzugreifen, da mehr als ein Viertel des weltweiten Gesamtpotenzials als schnell verfügbare Reserven und gut die Hälfte als nachgewiesene, aber noch nicht direkt verfügbare Ressourcen vorliegen. Die Nutzung der Ressourcen ist jedoch stark abhängig vom technischen Fortschritt und relevanten Investitionen. Tabelle 3-4 gibt einen Überblick über die Vorratssituation bei Erdöl und zeigt die hohe Bedeutung des Nahen Ostens, Nord- und Lateinamerikas zur Sicherung der Erdölversorgung:

- Von den mehr als 4 Milliarden im Jahr 2017 geförderten Tonnen kam allein ein Drittel aus dem Nahen Osten, ein gutes Fünftel aus Nordamerika und weitere 16 Prozent aus den GUS-Staaten. Die wichtigsten Förderländer waren im Jahr 2017 die USA (14 Prozent) sowie Saudi-Arabien und Russland mit jeweils 13 Prozent.
- 70 Prozent der globalen Reserven sind konventionelle Erdölreserven. Nicht-konventionelle Erdölreserven sind überwiegend Schwerstöl (17 Prozent) und Schiefersand (11 Prozent). Knapp die Hälfte der globalen Erdölreserven befinden sich im Nahen Osten, die dort ausschließliche konventionelle Erdölreserven sind. Weitere relevante Reserven befinden sich in Lateinamerika (21 Prozent) und Nordamerika (14 Prozent). Die Erdölreserven sind weltweit ungleich verteilt: Venezuela (20 Prozent); Saudi-Arabien (16 Prozent) und Kanada (11 Prozent) verfügen über mehr als 45 Prozent der weltweiten Reserven. Dies liegt vor allem an dem Fund von nicht-konventionellen Energieträgern wie Ölsandserven in Kanada und Schwerstölreserven in Venezuela.
- Erdölressourcen sind heute nur noch zu einem Drittel konventionell. Ein Viertel der Ressourcen sind Ölschiefer und 13 Prozent Schieferöl. Bei den Erdölressourcen verfügt Nordamerika über zwei Fünftel und Lateinamerika über fast ein Fünftel der weltweiten Erdölressourcen. Dabei besitzen die USA (26 Prozent), Kanada (13 Prozent) und Venezuela (10 Prozent) die größten Mengen, was knapp die Hälfte der bislang identifizierten Erdölressourcen ausmacht. In den drei Ländern gibt es vor allem nicht-konventionelle Erdölquellen: In den USA machen dabei drei Viertel der Ressourcen Ölschieferquellen aus. In Venezuela bestehen Erdölressourcen überwiegend aus Schwerstölressourcen und in Kanada aus Ölsandressourcen.

**Tabelle 3-4: Erdöl – Verbleibendes Potenzial und Reservereichweite**

Angaben in Prozent und in Mio. t (1 Mio t. Rohöleinheit = 41,869 PJ), 2017

	Förderung	Reserven	Ressourcen	Verbl. Potenzial	Reserve-reichweite
Europa	4,0	0,9	2,3	1,8	12
GUS	15,8	8,1	12,8	11,2	29
Afrika	8,7	7,1	8,8	8,2	45
Naher Osten	33,6	46	8,2	21,5	76
Austral-Asien	8,4	2,7	10	7,4	18
Nordamerika	21,2	14,2	40,9	31,5	37
Lateinamerika	8,3	21,0	17,0	18,4	140
Welt	100	100	100	100	56
Welt absolut in Mt	4.381	243.286	448.127	691.413	

GUS: plus Georgien und Ukraine

Quelle: BGR, 2019, Berechnungen des IW

### 3.5 Förderung nicht-konventioneller Energierohstoffe

Für die zukünftige Vermeidung von Versorgungsengpässen spielen nicht-konventionelle Energierohstoffe eine wichtige Rolle. Szenarienrechnungen der IEA (2019a) für die Zukunft zeigen, dass sich die Bedeutung nicht-konventioneller Energierohstoffe bis 2040 deutlich erhöhen wird. Deutlich wichtiger werden Tight Öl bei der Erdölproduktion und Schiefergas bei der Erdgasproduktion):

- Bis 2030 soll die gesamte Erdölproduktion um 8 Prozent wachsen, von 2030 bis 2040 stagniert sie dann nahezu mit einem Zuwachs von lediglich 1 Prozent. Dabei wird sich die Produktionsmenge mit konventionellem Rohöl bis 2040 deutlich reduzieren: Bis 2030 soll die Produktionsmenge um 3 Prozent sinken, danach soll sie sich bis 2040 um weitere 5 Prozent verringern.
- Konventionelles Rohöl verliert so relativ an Bedeutung: Heute macht konventionelles Rohöl noch mehr als zwei Drittel des weltweiten Angebots aus, wird aber bis 2030 auf gut drei Fünftel sinken. Im Jahr 2040 soll dieser Anteil weiter sinken.
- Gleichzeitig wird Tight Öl dank stark zulegender Förderung deutlich an Bedeutung gewinnen: bis 2030 soll sich der Anteil fast verdoppeln (plus 89 Prozent Förderung).
- Die Produktion von Flüssiggas (Natural Gas Liquid (NGL)) wird bis 2030 um 18 Prozent wachsen und danach bis 2040 um weitere 6 Prozent zunehmen. Ab 2030 wird etwa ein Fünftel der Ölproduktion auf NGL basieren. Das Erdgasangebot soll bis 2040 nochmal um fast zwei Fünftel (2018-2040) wachsen – zwischen 2018 und 2030 um ein Fünftel und zwischen 2030 und 2040 um weitere 15 Prozent. Heute macht konventionelles Erdgas noch drei Viertel des Angebots aus – ab 2030 liegt dieser Anteil bei zwei Drittel.
- Deutlich an Bedeutung zunehmen wird Schiefergas, sowohl relativ als auch absolut: der Anteil wird von heute 14 Prozent bis 2030 auf mehr als ein Fünftel steigen. Bis 2030 wird auch ein starkes absolutes Wachstum von 80 Prozent erwartet; in der darauffolgenden Dekade bis 2040 wird Schiefergas nochmal um 27 Prozent zulegen. An Bedeutung verlieren wird parallel Tight Gas.

**Tabelle 3-5: Produktionstrends – nicht-konventionelle Energierohstoffe bis 2040**

Anteile und Wachstum in Prozent

	2000	2018	2030	2040	2018-30	2030-40
<b>Erdöl</b>						
Konv. Erdöl	83,9	68,6	61,8	58,2	-2,9	-4,9
Tight Öl	0,0	6,5	11,4	12,6	89,1	12,1
Flüssiggas (NGL)	11,7	17,7	19,4	20,4	17,8	6,3
Schwerstöl/ Bitumen	1,3	3,9	3,8	4,6	3,5	23,4
Andere	0,7	0,8	1,2	1,5	59,7	22,9
Prozessgewinne	2,4	2,4	2,5	2,7	14,0	9,6
Weltweites Angebot	100,0	100,0	100,0	100,0	7,9	1,0
<b>Erdgas</b>						
Konv. Gas	92,5	76,3	69,8	68,4	9,6	12,2
Tight Gas	5,9	7,0	5,7	4,4	-2,6	-10,9
Schiefergas	0,1	14,4	21,6	23,9	79,6	26,5
Methan aus Kohlebergbau	1,5	2,2	2,2	2,4	17,4	24,7
Weltweite Produktion	100,0	100,0	100,0	100,0	19,9	14,5

Quelle: IEA (2019a), Stated Policies Scenario, Berechnungen des IW

### 3.6 Produktionsregionen der Zukunft

Während bei der Ölproduktion keine Veränderungen bei den Produktionsstandorten prognostiziert werden, gibt es leichte Verschiebungen bei der Erdgas- und Kohleproduktion. So zeigen eigene Berechnungen auf Basis von IEA (2019a) (Tabelle 3-6):

- Bei der Ölproduktion, die bis 2040 nur mäßig wachsen soll, werden keine relevanten Verschiebungen bei den Produktionsstandorten erwartet. Die bereits heute wichtigen Produktionsregionen im Nahen Osten und Nordamerika werden bis 2030 etwas mehr an Bedeutung gewinnen – so auch Zentral-/Südamerika, welches auch hohe Zuwachsraten haben soll. Ab 2030 wird Nordamerika allerdings hier eine leicht rückläufige Tendenz aufzeigen. In Europa soll sich die Erdölproduktion bis 2040 deutlich reduzieren,

was sich auch mit einem Bedeutungsverlust von heute 4 Prozent auf 3 Prozent im Jahr 2040 einhergeht.

- Die Erdgasproduktion soll bis 2040 nochmal kräftig wachsen. Dabei werden Produktionsstandorte in Afrika, im Nahen Osten, aber auch Zentral- und Südamerika wichtiger und europäische Standorte weniger relevant werden. Für Europa wird auch ein erheblicher Rückgang der Erdgasproduktion vorhergesehen.
- Asien wird seine Bedeutung als Kohleproduzent auch künftig weiter erhöhen, gleichzeitig wird das Ausmaß der Kohleförderung in Nordamerika und Europa deutlich zurückgehen, was sich nicht nur in den relativen Anteilen, sondern auch in absoluten Rückgängen verdeutlicht.

**Tabelle 3-6: Produktionsregionen der Zukunft**

Angaben in Prozent der weltweiten Produktion und Wachstum in Prozent

	2018	2030	2040	2018-2030	2030-2040
<b>Erdöl</b>					
Nordamerika	24,1	28,8	27,6	28,7	-3,3
Zentral-/Südamerika	6,9	7,9	9,4	23,3	20,0
Europa	3,9	3,2	2,6	-10,6	-19,6
Afrika	8,8	7,8	7,9	-4,1	2,5
Naher Osten	33,2	32,7	34,4	6,1	5,8
Eurasien	15,2	13,3	12,0	-5,9	-9,1
Asien Pazifik	8,0	6,3	6,2	-14,3	-2,3
Welt	100,0	100,0	100,0	7,8	0,7
<b>Erdgas</b>					
Nordamerika	27,5	28,3	25,5	23,4	3,0
Zentral-/Südamerika	4,5	4,4	5,3	17,5	36,7
Europa	7,0	4,4	3,5	-25,6	-8,9
Afrika	6,1	7,9	9,4	55,2	36,6
Naher Osten	16,4	16,7	18,8	22,1	29,1
Eurasien	23,3	22,3	21,1	14,7	8,4
Asien Pazifik	15,2	16,0	16,5	26,6	17,4
Welt	100,0	100,0	100,0	19,9	14,5
<b>Kohle</b>					
Nordamerika	10,3	7,0	6,1	-33,1	-14,6
Zentral-/Südamerika	1,5	1,4	1,1	-8,8	-16,9
Europa	4,1	2,4	1,5	-42,9	-39,3
Afrika	4,0	3,6	4,1	-11,3	10,8
Naher Osten	0,0	0,0	0,0	8,9	7,9
Eurasien	7,4	7,4	7,9	-1,1	3,6
Asien Pazifik	72,6	78,2	79,3	6,4	-0,4
Welt	100,0	100,0	100,0	-1,2	-1,8

Quelle: IEA (2019a), Stated Policies Scenario, Berechnungen des IW

## 4 Verbrauchsstrukturen: ein Ländervergleich

Deutschland hatte mit 2,3 Prozent am weltweiten Primärenergieverbrauch im Jahr 2018 den höchsten Energiekonsum in der Europäischen Union. Danach folgen Frankreich (1,7 Prozent), Italien (1,1 Prozent) und Spanien (1,0 Prozent), aber auch das ehemalige EU-Land Großbritannien (1,4 Prozent). In einem weltweiten Vergleich nach der Höhe des Primärenergieverbrauchs nimmt Deutschland Rang sieben ein. Mehr als die Hälfte des weltweiten Primärenergieverbrauchs entfiel in 2018 auf die fünf Staaten China (23,6 Prozent), USA (16,6 Prozent), Indien (5,8 Prozent), Russland (5,2 Prozent) und Japan (3,3 Prozent) (BP, 2019).

Dieses Kapitel untersucht die Größe und Struktur des Energieverbrauchs in Deutschland im Vergleich mit sechs anderen Ländern. Das Ziel ist, herauszuarbeiten, ob sich die deutsche Versorgungssituation von anderen wichtigen Primärenergiekonsumenten innerhalb und außerhalb von Europa wesentlich unterscheidet. Ausgewählt wurden hierfür innerhalb von Europa Frankreich (F), Italien (I) und Großbritannien (GB). Außerhalb Europas dürfen die wichtigsten Großverbraucher China (CHN) und die USA nicht fehlen. Ergänzend wird noch Japan (JP) als wesentliches Industrieland hinzugefügt.

Wie in der Vorgängerstudie von Schaefer et al. (2015) werden für den internationalen Vergleich aller betrachteten Länder inklusive Deutschland Energiebilanzdaten der Internationalen Energieagentur (IEA) verwendet. Für Deutschland existieren parallel die Energiebilanzen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), die aufgrund einer unterschiedlichen Methodik von den Daten der IEA abweichen können (Schaefer et al., 2015). Im Fall von China liegen auch nicht für alle Indikatoren Daten bei der IEA vor. Hier wird soweit möglich mit anderen Datenquellen gearbeitet und entsprechend darauf hingewiesen. Für China liegt zudem keine Unterteilung nach Braun- und Steinkohle vor.

### 4.1 Primärenergieverbrauch

Seit 2010 hat der Primärenergieverbrauch in den sechs betrachteten Industrieländern stagniert (USA: +1 Prozent) oder war sogar rückläufig. Während in Italien, Großbritannien aber auch Japan der Verbrauch mit 13-15 Prozent deutlich zurückgegangen ist, reduzierte sich der Energiekonsum in Deutschland (-9 Prozent) und Frankreich (-6 Prozent) eher mäßig. China ist in diesem Vergleich das einzige Land, das einen steigenden Primärenergieverbrauch seit 2010 und zwar um gut ein Fünftel hatte.

Der Primärenergiebedarf ist in den betrachteten Ländern heute noch überwiegend fossil geprägt, wobei einige Länder erneuerbare Energien vermehrt nutzen. Es gibt aber deutliche Unterschiede in der Zusammensetzung der verschiedenen Energierohstoffe in den Ländern (Tabelle 4-1):

- Deutschland verbraucht heute noch zu einem Drittel Erdöl und seine Produkte, zu einem Viertel Erdgas, zu gut einem Fünftel Kohlen. Braunkohle macht noch 12 Prozent und Steinkohle 10 Prozent aus. Erneuerbare Energien haben seit 2010 deutlich an

Bedeutung gewonnen und decken heute rund 14 Prozent des Primärenergiebedarfs, während Kernenergie (7 Prozent) von abnehmender Relevanz ist.

- In Frankreich hat sich seit 2010 wenig verändert: Kernenergie macht unverändert mehr als zwei Fünftel des Primärenergiemix aus. Zweitwichtigster Energieträger ist Erdöl mit 23 Prozent. Erneuerbare Energien halten mittlerweile einen Anteil von rund 10 Prozent.
- Der Primärenergiemix in Italien besteht zur knapp der Hälfte aus Erdöl, gefolgt von zwei Fünfteln aus Erdgas, und mittlerweile fast einem Fünftel regenerative Energien. Steinkohle wird nur noch zu 6 Prozent eingesetzt.
- Ähnlich wie in Italien sieht es in Großbritannien bei Erdgas (39 Prozent) aus. Zweitwichtigster Energieträger ist Erdöl mit gut einem Drittel. Allerdings machen erneuerbare Energien etwa zehn Prozent aus. Kernenergie liegt ebenfalls bei zehn Prozent.
- Japan hat einen Energiemix der zu zwei Fünfteln aus Erdöl und seinen Produkten und zu einem Viertel aus Erdgas besteht. Zudem ist Japan neben China in diesem Vergleich das einzige Land, bei dem der Primärenergiebedarf noch erheblich mit Steinkohle (27 Prozent) gedeckt wird. Kernenergie macht nur noch 4 Prozent, erneuerbare Energien allerdings auch nur 6 Prozent aus.
- Neben Deutschland, Japan und China haben auch die USA einen nennenswerten Anteil von Kohlen: Braun- und Steinkohle (je 7 Prozent). Wichtigste Energieträger sind hier Erdöl (44 Prozent) und Erdgas (32 Prozent).
- Der weltweit wichtigste Primärenergiekonsument China setzt trotz deren rückläufiger Bedeutung heute noch zu zwei Dritteln auf Steinkohle. Öl macht heute etwa ein Fünftel aus. Erneuerbare Energieträger sind für knapp ein Zehntel verantwortlich. Erdgas (6 Prozent) und Kernenergie (2 Prozent) haben geringere Anteile, die aber seit 2010 zugenommen haben. In einer absoluten Betrachtung zeigt sich auch, dass der Verbrauch von Erdgas zwischen 2010 und 2017 um 118 Prozent und von Kernenergie sogar um 236 Prozent gestiegen ist.

**Tabelle 4-1: Primärenergieverbrauch im Ländervergleich**

Angaben in Prozent des Primärenergieverbrauchs eines Landes

		Erdöl	Erdölprodukte	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle	Kernenergie	Erneuerbare	Sonstige	Außenhandels-saldo	absolut in PJ
D	2010	30,0	2,1	23,3	12,2	11,3	11,2	8,4	2,0	-0,4	13.664
	2018	30,3	2,5	24,0	10,4	12,0	6,6	14,1	1,5	-1,4	12.488
F	2010	25,5	3,8	16,2	4,2	0,0	42,5	8,0	0,8	-1,0	11.006
	2018*	22,6	6,2	14,9	3,5	0,0	43,7	10,4	0,9	-2,2	10.314
I	2010	50,9	-13,4	39,2	7,8	0,1	-	12,6	0,6	2,2	7.274
	2018*	46,0	-12,2	39,5	5,5	0,0	-	17,7	0,9	2,5	6.304
GB	2010	38,6	-7,4	41,6	15,4	-	7,9	3,6	0,0	0,1	8.527
	2018*	34,9	-0,4	38,7	4,2	-	9,7	10,8	1,1	0,9	7.336
JP	2010	37,0	3,5	17,1	23,0	-	15,0	3,7	0,8	-	20.991
	2018	35,8	3,4	22,7	26,9	-	4,0	5,9	1,2	-	17.870
USA	2010	39,5	-3,2	25,1	12,2	10,5	9,9	5,7	0,2	0,1	92.817
	2018*	44,4	-8,5	31,8	7,0	7,4	9,8	7,7	0,2	0,2	93.398
CHN	2010	16,9	0,0	3,5	70,6	-	0,8	8,1	0,2	0,0	106.186
	2017	19,2	-0,7	6,4	63,6	-	2,1	9,1	0,3	0,0	128.260

Sonstiges: inklusive Kohleprodukte

Für China liegt keine Unterteilung nach Braun- und Steinkohle vor. Auf Basis von BGR-Daten wird die IW Consult für die Indexbildung eine Annäherung vornehmen, um zwischen Braun- und Steinkohle zu unterscheiden. Hinweis: Negative Werte ergeben sich aus Umwandlungsprozessen und Exportüberschüssen.

Quelle: IEA (2019b), wenn \*IEA (2020), Berechnungen des IW

## 4.2 Stromerzeugung

Seit 2010 ist die Stromerzeugungsmenge in China um gut die Hälfte gestiegen. Von den sechs betrachteten Industrieländern verzeichneten Deutschland, Frankreich und die USA seit 2010 eine Zunahme der Stromerzeugungsmenge von 2 bis 3 Prozent. In Großbritannien und Japan ging die Stromerzeugung um 13 Prozent zurück, in Italien immerhin noch um 4 Prozent.

Der Energiemix in der Stromerzeugung weist zwischen den Ländern zum Teil deutliche Unterschiede auf (Tabelle 4-2):

- Deutschland setzte 2018 zu mehr als einem Drittel auf erneuerbare Energien bei der Stromerzeugung. Der Anteil hat sich seit 2010 verdoppelt und ist seither noch weiter

gewachsen. Zweitwichtigster Energieträger ist weiterhin die Braunkohle mit gut einem Fünftel. Danach folgen Erdgas, Steinkohle und Kernenergie mit jeweils einem Achtel. Seit 2010 hat sich die Bedeutung von Steinkohle und Kernenergie aufgrund politischer Beschlüsse deutlich reduziert; auch die Braunkohle geht zurück.

- Im Unterschied dazu setzt Frankreich weiterhin, wenn auch etwas weniger als früher, auf Atomkraft und mit wachsenden Anteilen erneuerbarer Energieträger: Fast drei Viertel macht heute noch die Kernenergie aus; regenerative Energien halten demgegenüber einen Anteil von einem Fünftel.
- Italien verfolgt heute eine Erdgas-Erneuerbare-Strategie: 85 Prozent des Stromerzeugungsmix bestehen aus Erdgas (45 Prozent) und erneuerbaren Energien (40 Prozent). Seit 2010 hat sich der Anteil mit regenerativen Energien um satte 14 Prozentpunkte erhöht.
- Auch Großbritannien produziert seinen Strom überwiegend aus Erdgas (40 Prozent) und erneuerbaren Energien (33 Prozent), nutzt aber auch die Kernenergie mit einem Fünftel erheblich. Während im Jahr 2010 noch mehr als ein Viertel des Strommix aus Steinkohle bestand, spielt diese heute mit 5 Prozent kaum eine Rolle mehr.
- In Japan sind die wichtigsten Energieträger Erdgas (35 Prozent) und Steinkohle (29 Prozent) und erneuerbare Energien (18 Prozent); alle mit zunehmender Relevanz. Kernenergie (6 Prozent) spielt heute kaum eine Rolle mehr.
- Die USA setzen auf einen diversifizierten Strommix: Erdgas ist mit heute einem Drittel der wichtigste Energieträger in den USA zur Produktion von Strom. Im Jahr 2010 war Erdgas nur für ein Viertel der Stromerzeugung verantwortlich. Ergänzt wird das von der Kernenergie (19 Prozent), Braunkohle (17 Prozent), erneuerbare Energien (17 Prozent) und Steinkohle (12 Prozent).
- Im Jahr 2010 machte in China Steinkohle als Energieträger für die Stromerzeugung mehr als drei Viertel aus. Auch heute setzt China mit gut zwei Dritteln weiterhin vornehmlich auf Steinkohle, ergänzt dies aber zunehmend mit erneuerbaren Energien, die heute einen Anteil von einem Viertel haben.

**Tabelle 4-2: Stromerzeugung nach Energieträgern im Ländervergleich**

Angaben in Prozent der Bruttostromerzeugung eines Landes

		Erdöl	Erdöl- pro- dukte	Erdgas	Stein- kohle	Braun- kohle	Kohle- pro- dukte	Kern- energie	Erneu- erbare	Sons- tige	absolut in TWh
D	2010	-	1,4	14,4	18,7	23,1	1,9	22,4	16,7	1,4	627
	2018	-	0,8	13,2	13,0	22,3	2,2	11,8	35,3	1,4	644
F	2010	-	1,0	4,2	4,1	-	0,5	75,9	13,9	0,4	564
	2018*	-	1,0	5,3	1,5	-	0,4	71,6	19,7	0,5	577
I	2010	-	7,3	51,1	13,0	0,3	1,6	-	25,8	1,0	299
	2018*	-	3,8	44,6	9,9	-	0,9	-	39,7	1,1	288
GB	2010	-	1,3	46,4	28,4	-	0,3	16,4	6,9	0,4	379
	2018*	-	0,3	40,1	5,1	-	0,2	19,8	32,9	1,5	328
JP	2010	1,8	6,5	28,0	23,7	-	3,0	24,8	9,6	2,7	1.164
	2018	0,3	4,9	35,4	28,9	-	2,5	6,4	17,8	3,8	1.018
USA	2010	-	1,1	23,4	23,4	22,3	0,1	19,3	10,1	0,3	4.354
	2018*	-	1,0	34,3	11,9	16,7	0,1	19,0	16,8	0,3	4.434
CHN	2010	-	0,4	1,9	76,2	-	1,0	1,8	18,6	0,2	4.197
	2017	-	0,1	2,8	66,5	-	1,4	3,8	25,2	0,2	6.602

Sonstige: ohne Kohleprodukte, da hier separat ausgewiesen

Für China liegt keine Unterteilung nach Braun- und Steinkohle vor. Auf Basis von BGR-Daten wird die IW Consult für die Indexbildung eine Annäherung vornehmen, um zwischen Braun- und Steinkohle zu unterscheiden.

Quelle: IEA (2019b), wenn \*IEA (2020), Berechnungen des IW

### 4.3 Kommerzielle Wärmeerzeugung

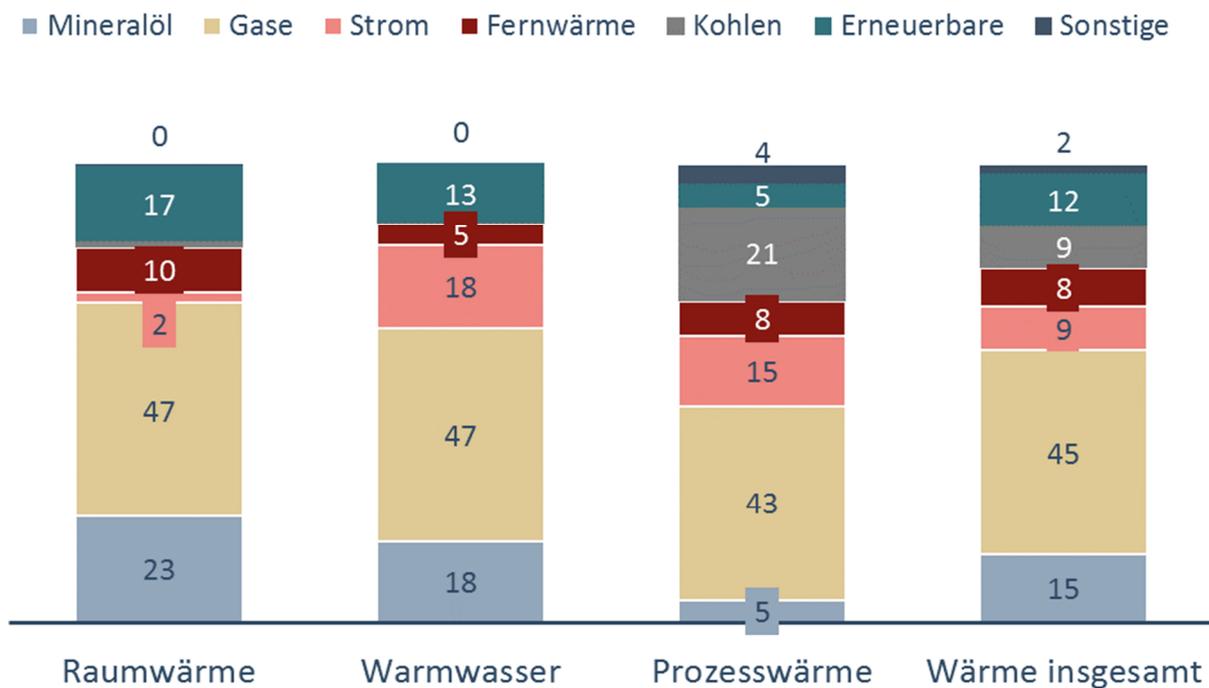
In Deutschland wurde im Jahr 2018 Wärme in den Endenergiesektoren mit einem Energiegehalt von knapp 4,8 Tausend PJ erzeugt (AGEB, 2020). Davon wurde knapp die Hälfte für Raumwärme, zwei Fünftel für sonstige Prozesswärme und ein Zehntel für Warmwasser angewendet. Zentrale Brennstoff bei der Wärmeerzeugung sind Gase, wobei sich je nach Wärmeanwendung Unterschiede zeigen (Abbildung 4-1):

- Knapp die Hälfte des Energiemix der deutschen Wärmeerzeugung basiert auf Gas. Der Rest verteilt sich auf Mineralöle (15 Prozent) und erneuerbare Energien (12 Prozent), Strom (9 Prozent), Kohlen (9 Prozent) und Fernwärme (8 Prozent).

- Bei der Raumwärme sind es vor allem Mineralöl (23 Prozent) und erneuerbare Energieträger (17 Prozent), die neben den Gasen zum Einsatz kommen.
- Beim Warmwasser werden neben Gasen (47 Prozent) vor allem Mineralöl und Strom mit jeweils 18 Prozent eingesetzt sowie erneuerbare Energien (13 Prozent).
- Bei der Prozesswärme, die überwiegend in der Industrie nachgefragt wird, spielt neben der Nutzung von Gasen mit einem Fünftel vor allem noch der Kohleeinsatz eine wesentliche Rolle. Mineralöl wird kaum eingesetzt.

### Abbildung 4-1: Wärmeerzeugung in Deutschland 2018

Angaben in Prozent der jeweiligen Wärmeform



Quelle: AGE (2020)

Solche Anwendungsbilanzen, die die gesamte Wärmeerzeugung für die Endnachfrage wie für Deutschland von AGE (2020) darstellen, sind in den internationalen Energiebilanzen nicht verfügbar und lassen sich auch nicht konsistent selbst berechnen (Schaefer et al., 2015). In einem internationalen Vergleich ist es möglich, den Energiemix für einen Teil des Wärmeoutputs, nämlich den der kommerziellen Wärmeerzeugung, die von Netzbetreibern (Heizkraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen) einschließlich Verkauf durchgeführt wird, darzustellen. Hier muss jedoch einschränkend hinzugefügt werden, dass ein Großteil der Wärme, sprich der Teil, der nicht verkauft wird, was häufig in der Prozesswärme in der Industrie der Fall ist, nicht erfasst wird. So

wurde in Deutschland im Jahr 2018 kommerzielle Wärme mit einem Energiegehalt von 501 PJ produziert. Dies entspricht gut 10 Prozent der für die Endnachfrage insgesamt erzeugten Wärmemenge in Deutschland laut AGEA (2020). Dennoch weichen die Energiemixe in Deutschland in beiden Fällen nicht so sehr voneinander ab, dass dies für die spätere Berechnung des Risikoindex relevant wäre.

Bei der kommerziellen Wärme zeigen sich große Unterschiede in den Mengen. Während Deutschland und die USA rund 500 PJ Wärme im Jahr 2018 produziert haben, beträgt dies in Japan nur 20 PJ und in Großbritannien 66 PJ. In Frankreich und Italien waren es um 200 PJ. In China (2017: 4409 PJ) ist die kommerzielle Wärmeerzeugung seit 2010 um die Hälfte gewachsen, während sie in Deutschland (-3 Prozent), Japan (-17 Prozent) und den USA (-6 Prozent) rückläufig war. In Frankreich, Italien und Großbritannien ist die erzeugte kommerzielle Wärme mäßig gewachsen mit 12 bis 16 Prozent.

In allen Ländern bis auf China spielt Erdgas als Brennstoff eine wichtige Rolle, allerdings zeigen sich Unterschiede in der Relevanz von Gas im Energiemix für die kommerzielle Produktion von Wärme. Deutschland ist das einzige Land in diesem Vergleich, das auch Braunkohle einsetzt. Jedes Land verfolgt eine andere Strategie: (Tabelle 4-3):

- Der Braunkohleanteil beträgt in Deutschland noch 5 Prozent. In Deutschland wird heute kommerzielle Wärme zur Hälfte auf Basis von Erdgas und trotz fallender Relevanz noch zu einem Fünftel auf Basis von Steinkohle produziert. Erneuerbare Energien haben seit 2010 mit 14 Prozent deutlich an Bedeutung gewonnen.
- Neben Deutschland spielt Steinkohle vor allem in China eine zentrale Rolle. In China wird kommerzielle Wärme zu vier Fünfteln noch fast ausschließlich auf Basis von Steinkohle produziert und Kohleprodukte spielen zumindest eine kleine Rolle (7 Prozent) neben Erdgas (11 Prozent). Deutlich geringer sind die Steinkohleanteile in den USA (6 Prozent) und Frankreich (3 Prozent). In den übrigen Ländern hat Steinkohle keine Bedeutung für die Wärmeerzeugung.
- Erdgas ist in vielen Ländern der zentrale Brennstoff. In Großbritannien (91 Prozent) und den USA (76 Prozent) wird eine Erdgasstrategie verfolgt. In Ländern wie Italien und Japan macht Erdgas ebenfalls rund zwei Drittel aus, und der Rest teilt sich auf andere Energieträger auf: Während Italien im Jahr 2010 noch mehr auf Erdölprodukte setzte, hat sich deren Anteil heute halbiert und es kommen heute deutlich häufiger erneuerbare Energien zum Einsatz. In Japan teilt sich das restliche Drittel auf Elektrizität und sonstige Energieträger auf.
- Frankreich verfolgt eine etwas andere Strategie: hier macht Erdgas heute nur noch gut ein Drittel aus, dafür wird die Wärme zu 43 Prozent auf Basis von erneuerbaren Energien produziert und Steinkohle und Erdölprodukte sind unwichtiger geworden.

**Tabelle 4-3: Kommerzielle Wärmeerzeugung im Ländervergleich**

Angaben in Prozent der Wärmeerzeugungsmenge eines Landes

		Erdöl	Erdöl- produkte	Erd- gas	Stein- kohle	Braun- kohle	Kohle- produkte	Kern- ener- gie	Er- neu- er- bare	Sons- tige	Elekt- rizität	absolut in PJ
D	2010	-	1,6	49,8	25,2	6,7	1,0	-	8,1	7,6	-	515
	2018	-	0,8	49,1	21,0	5,1	1,1	-	13,8	9,1	-	501
F	2010	-	12,8	51,2	6,8	-	-	-	20,0	9,1	0,1	153
	2018*	-	4,8	35,8	3,2	-	-	-	42,7	12,9	0,6	175
I	2010	-	29,4	62,7	0,6	-	0,5	-	5,5	1,3	-	205
	2018*	-	13,9	64,4	0,8	-	1,1	-	17,4	2,5	-	230
GB	2010	-	2,8	81,3	12,2	-	2,1	-	0,2	1,4	-	57
	2018*	-	1,8	90,8	0,1	-	0,0	-	6,6	0,6	-	66
JP	2010	-	3,3	62,0	-	-	-	-	0,0	17,9	16,7	25
	2018	-	0,9	66,3	-	-	-	-	0,0	15,2	17,6	20
USA	2010	-	7,2	64,0	18,7	0,0	1,5	-	6,9	1,7	-	508
	2018*	-	6,7	75,5	6,4	0,2	-	-	8,6	2,5	-	477
CHN	2010	-	6,8	8,3	75,3	-	8,4	-	0,4	0,7	-	3.022
	2017	-	3,3	11,0	77,9	-	6,8	-	0,3	0,7	-	4.409

Sonstiges: ohne Kohleprodukte, da hier separat ausgewiesen

Für China liegt keine Unterteilung nach Braun- und Steinkohle vor. Auf Basis von BGR-Daten wird die IW Consult für die Indexbildung eine Annäherung vornehmen, um zwischen Braun- und Steinkohle zu unterscheiden.

Quelle: IEA (2019b), wenn \*IEA (2020), Berechnungen des IW

#### 4.4 Endenergieverbrauch im Verkehrssektor

Die zunehmende Motorisierung in den Entwicklungs- und Schwellenländern sorgt für eine global weiterhin steigende Endenergienachfrage im Verkehrssektor. Seit 2010 hat sich in China der Verbrauch um 57 Prozent erhöht, während er in Deutschland nur mäßig um 9 Prozent gestiegen ist. Die USA (+ 7 Prozent), Frankreich (+4 Prozent) und Großbritannien (+3 Prozent) weisen ähnlich wie Deutschland eine geringe Zunahme des Konsums auf. In Japan (-7) und Italien (-8 Prozent) ist der Verbrauch seit 2010 hingegen rückläufig.

Die Endenergienachfrage im Verkehrssektor ist in allen betrachteten Ländern heute noch von Erdölprodukten dominiert. Jedes Land nutzt unterschiedliche Energieträger für den Residualmix (Tabelle 4-4):

- Der Anteil mit Erdölprodukten liegt in der Regel auch heute noch um mehr als 90 Prozent. Besonders hoch sind die Anteile in Großbritannien und Japan mit mehr als 96 Prozent.
- In China hat sich der Erdgasanteil seit 2010 verdoppelt und betrug 2017 bereits 6 Prozent. In Italien und den USA macht Erdgas etwa 3 Prozent aus. In den anderen Ländern wird kaum Erdgas im Verkehrssektor genutzt.
- Elektrizität ist bislang noch kein wesentlicher Energieträger, nur in Italien und China beträgt der Anteil mittlerweile 3 Prozent.
- Seit 2010 hat sich der Anteil mit erneuerbaren Energien in den meisten Ländern nicht groß verändert. Nur in den USA und in Frankreich kann ein leichter Bedeutungszuwachs festgestellt werden.

#### Tabelle 4-4: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor im Ländervergleich

Angaben in Prozent des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor eines Landes

		Erdöl	Erdöl- produkte	Erd- gas	Stein- kohle	Braun- kohle	Koh- le- pro- dukte	Kern- ener- gie	Er- neu- er- bare	Sons- tige	Elekt- rizität	absolut in PJ
D	2010	-	91,7	0,9	-	-	-	-	5,5	-	2,0	2.226
	2017	-	92,9	0,8	-	-	-	-	4,5	-	1,8	2.416
F	2010	-	92,4	0,1	-	-	-	-	5,6	-	2,0	1.824
	2018*	-	90,2	0,3	-	-	-	-	7,5	-	2,0	1.897
I	2010	-	92,1	1,8	-	-	-	-	3,7	-	2,4	1.615
	2018*	-	90,6	3,1	-	-	-	-	3,5	-	2,8	1.490
GB	2010	-	96,2	0,0	0,0	-	-	-	2,9	-	0,9	1.683
	2018*	-	95,8	0,0	0,0	-	-	-	3,1	-	1,0	1.735
JP	2010	-	97,5	0,1	0,0	-	-	-	0,3	-	2,1	3.179
	2017	-	97,2	0,1	0,0	-	-	-	0,6	-	2,1	2.962
USA	2010	0,0	93,2	2,7	-	-	-	-	3,9	-	0,1	24.943
	2018*	-	90,6	3,4	-	-	-	-	5,9	-	0,2	26.716
CHN	2010	-	92,8	3,5	-	-	-	-	0,9	-	2,8	8.252
	2017	-	89,7	6,2	-	-	0,0	-	0,7	-	3,4	12.990

Quelle: IEA (2019b), wenn \*IEA (2020), Berechnungen des IW

## 5 Angebotssituation: ein Ländervergleich

Die Verfügbarkeit von Energierohstoffen wird über die Zugangsmöglichkeiten zu diesen Rohstoffen bestimmt. Deutschland muss heute eine beträchtliche Menge an Energierohstoffen importieren. Notwendig ist dafür, dass ein ungehinderter Austausch zwischen den Ländern stattfinden kann. Im Folgenden wird für Deutschland und die sechs Vergleichsländer auf Basis ihres jeweiligen inländischen Angebots aufgezeigt, wie hoch die Importabhängigkeit bei den verschiedenen Energierohstoffen ist. Das inländische Angebot besteht aus der gesamten inländischen Förderung/Produktion sowie allen Einfuhren abzüglich der Ausfuhren eines Rohstoffes. Für China liegt wieder keine Unterteilung nach Braun- und Steinkohle vor.

### 5.1 Braun- und Steinkohle

Deutschland und die USA sind in diesem Ländervergleich die einzigen Länder, die Braunkohle noch in nennenswerten Mengen verwenden. Beide Länder nutzen dabei für die Stromerzeugung fast ausschließlich Braunkohle aus einheimischer Produktion, da der Transport der benötigten Roh-Braunkohle über weite Strecken unwirtschaftlich ist (Tabelle 5-1):

- Deutschland bezieht die Braunkohle ganz und die USA erhalten sie fast komplett aus heimischen Quellen. Die Nutzung der Rohbraunkohle erfolgt in der Regel in direkter Nähe zur Lagerstätte, da ein Transport über weite Strecken aufgrund des hohen Wassergehalts nicht wirtschaftlich ist; grenzüberschreitender Handel spielt hier keine Rolle.
- Frankreich und Italien nutzen nur geringe Mengen an Braunkohle, die sie – in Form von Braunkohleprodukten der Veredlung mit niedrigem Wassergehalt – fast ausschließlich aus Deutschland importieren.
- In den anderen Ländern spielt Braunkohle keine Rolle.

Beim Energieträger Steinkohle setzen die USA fast ausschließlich, aber auch China stark, auf ihre einheimische Produktion zur Deckung des Bedarfs – die anderen Länder müssen den überwiegenden Teil ihres Steinkohlebedarfs aus dem Ausland beziehen. Es bestehen hier hohe Importabhängigkeiten (Tabelle 5-1).

- Zwei Drittel des Primärenergiemix in China wird aus Steinkohle gedeckt. Sie ist der bei weitem wichtigste Energierohstoff. Dabei setzt China vor allem auf die heimische Förderung. 90 Prozent des inländischen Angebots stammt aus China selbst, dem weltweit wichtigsten Steinkohleförderer. Etwa 8 Prozent des inländischen Angebots wird aus dem Ausland gedeckt, zur Hälfte aus Australien und jeweils weitere 15 Prozent aus der Mongolei und Russland.

- Gemessen am Primärenergiemix spielt Steinkohle vor allem noch in Japan (27 Prozent) und in Deutschland (10 Prozent) eine Rolle. Beide Länder importieren überwiegend ihren Steinkohlebedarf. Die wichtigsten Bezugsländer für Deutschland sind mit gut zwei Fünfteln Russland und mit einem Fünftel die USA. Wichtigstes Bezugsland für Japan ist Australien, woher mehr als drei Fünftel der Steinkohleimporte stammen. Ergänzend beziehen sie vor allem aus Indonesien und Russland Steinkohle.
- In den USA macht Steinkohle heute 7 Prozent des Primärenergieverbrauchs aus. Die USA produziert nicht nur für sich, sondern auch für den ausländischen Markt. Sie sind weltweit drittgrößter Steinkohleproduzent (BGR, 2019).
- Frankreich, Italien und Großbritannien haben nur einen geringen Anteil Steinkohle im Primärenergiemix. Diese Anteile stammen in Frankreich und Italien ausschließlich aus dem Ausland. Frankreich bezieht seine Steinkohle zu jeweils mehr als einem Viertel aus Russland und Australien sowie den USA (14 Prozent). Nach Italien kommt die Steinkohle zu einem Drittel der Einfuhren aus Russland, zu einem Viertel aus den USA und zu einem Fünftel aus Kolumbien. In Großbritannien besteht das inländische Angebot noch zu einem Fünftel aus heimischer Produktion. Gut vier Fünftel macht ausländische Steinkohle aus, die Großbritannien zur Hälfte aus Russland und einem Drittel aus den USA geliefert bekommt.

**Tabelle 5-1: Zusammensetzung des inländischen Angebots bei Kohle 2018**

Angaben in Prozent des inländischen Angebots des jeweiligen Energierohstoffs

		Inländ. Pro- duktion	Importe	Exporte	Bestands- verände- rungen	Inländ. An- gebot
D	Braunkohle	100,0	0,0	0,0	0,0	100,0
D	Steinkohle	5,7	91,4	-0,4	3,3	100,0
F	Braunkohle	0,0	100,0	0,0	0,0	100,0
F	Steinkohle	0,0	102,0	0,0	-2,0	100,0
I	Braunkohle	0,0	100,0	0,0	0,0	100,0
I	Steinkohle	0,0	101,3	0,0	-1,2	100,0
GB	Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GB	Steinkohle	21,8	83,9	-5,3	-0,4	100,0
JP	Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
JP	Steinkohle	0,5	99,5	0,0	0,0	100,0
USA	Braunkohle	96,3	0,4	-1,9	5,2	100,0
USA	Steinkohle	135,1	1,6	-40,8	3,8	100,0
CHN*	Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CHN*	Steinkohle	89,1	7,9	-0,2	-2,5	100,0

\*Werte für China 2017. Für China liegt zudem keine Unterteilung nach Braun- und Steinkohle vor. Auf Basis von IEA-Daten und UN Comtrade-Daten wird die IW Consult für die Indexbildung eine Annäherung vornehmen, um zwischen Braun- und Steinkohle zu unterscheiden.

Quelle: IEA (2019c), Berechnungen des IW

## 5.2 Erdgas

In allen betrachteten Ländern mit der Ausnahme von China spielt Erdgas eine relevante Rolle im Primärenergiemix. Während Länder wie die USA komplett und China sowie Großbritannien im beträchtlichen Maße ihr inländisches Angebot aus einheimischer Produktion bestreiten können, sind Länder wie Deutschland, Frankreich und Italien im erheblichen Maße von Erdgasimporten abhängig (Tabelle 5-2):

- Die USA können ihr einheimisches Angebot über die eigene Produktion abdecken und importieren nur geringe Erdgasmengen aus dem Ausland (9 Prozent), die überwiegend aus Kanada per Pipeline transportiert werden. 12 Prozent des inländischen Angebots sind für den Export bestimmt.

- China und Großbritannien setzen auch eher auf einheimisches Erdgas: Nur fast zwei Fünftel des inländischen Angebots kommt in China aus dem Ausland, welches zu zwei Fünfteln leitungsgebunden überwiegend aus Turkmenistan ins Land gebracht wird. Über LNG-Terminals kommt noch ein Viertel der Erdgasimporte aus Australien und weitere 10 Prozent aus Qatar. Drei Fünftel des einheimischen Angebots Chinas werden im Inland produziert. In Großbritannien macht die einheimische Produktion rund die Hälfte des inländischen Angebots aus. Da auch in Großbritannien etwa 9 Prozent für den Export bestimmt sind, machen Importe drei Fünftel des inländischen Angebots aus. Diese stammen fast komplett leitungsgebunden zu drei Vierteln aus Norwegen. Weitere 10 Prozent der Erdgaseinfuhren ist LNG-Gas aus Katar.
- Länder wie Deutschland, Frankreich, Italien und Japan decken ihr inländisches Angebot kaum bis gar nicht über inländisches Erdgas ab, sondern sind erheblich von Importen abhängig, welche bis auf Japan mindestens zu gut vier Fünfteln per Pipeline geliefert werden. In Deutschland kommt das Erdgas sogar komplett leitungsgebunden, da bisher noch keine Importterminals für Liquefied Natural Gas (LNG) verfügbar sind. Die vorhandenen Pipeline-Infrastrukturen sind somit zentral für die Rohstoffverfügbarkeit. Deutsche Erdgasimporte stammen zu mehr als der Hälfte aus Russland und ein Drittel aus den Niederlanden. Frankreich erhält sein Erdgas zu zwei Fünfteln aus Norwegen, zu einem Fünftel aus Russland und 10 Prozent aus den Niederlanden. Knapp die Hälfte der Erdgasimporte kommen aus Russland nach Italien, gut ein weiteres Viertel aus Algerien. Japan bezieht sein Erdgas ausschließlich in Form von Liquefied Natural Gas, das zu einem Drittel aus Australien stammt. Malaysia und Qatar sind gemeinsam für ein weiteres Viertel der Einfuhren zuständig. Insbesondere in Deutschland, aber auch in Frankreich wird der größte Teil des Erdgasbedarfs über Importe gedeckt, die teilweise auch wieder exportiert werden.

**Tabelle 5-2: Zusammensetzung des inländischen Angebots bei Erdgas 2018**

Angaben in Prozent des inländischen Angebots

	Inländ. Produktion	Importe	Andere Quellen	Exporte	Bestandsveränderungen	Inländ. Angebot
D	6,5	137,0	0,0	-38,3	-5,2	100,0
F	0,0	119,0	0,2	-14,5	-4,7	100,0
I	7,5	93,4	0,0	-0,5	-0,4	100,0
GB	51,2	58,3	0,4	-9,2	-0,7	100,0
JP	2,4	95,6	1,7	0,0	0,4	100,0
USA	101,3	9,4	0,2	-12,0	1,1	100,0
CHN*	62,8	37,7	1,0	-1,5	0,0	100,0

\*Werte für China: 2017

Quelle: IEA (2019d), IEA (2019e), Berechnungen des IW

### 5.3 Erdöl und Erdölprodukte

Erdöl spielt in allen Ländern eine relevante Rolle zur Deckung des Primärenergiebedarfs und wird in Ländern wie Deutschland, Frankreich, Italien und Japan überwiegend aus dem Ausland eingeführt. Hier bestehen hohe Importabhängigkeiten. Trotz häufiger politischer Spannungen mit Einfluss auf die Weltmärkte in wichtigen erdölexportierenden Ländern bieten diversifizierte Bezugsstrukturen die Möglichkeit, im Konfliktfall auf andere Lieferanten auszuweichen (Tabelle 5-3):

- Deutschland verfügt über nur sehr geringe Ölvorkommen, so das 97 Prozent des inländischen Angebots aus dem Ausland eingekauft werden müssen. Deutschland hat eine sehr diversifizierte Lieferstruktur mit rund 30 Bezugsländern, wobei zehn Länder für 92 Prozent der Einfuhren verantwortlich sind. Hauptimportland ist Russland, das für mehr als ein Drittel der Erdölimporte sorgt. Jeweils knapp 10 Prozent der Erdölimporte stammen aus Norwegen, Großbritannien und Kasachstan.
- Auch Frankreich und Japan sind hier sehr stark von Importen abhängig, da sie kaum über eine eigene Produktion verfügen. Fast die Hälfte der Erdölimporte wird in vergleichbaren Mengen aus Kasachstan, Russland und dem Iran nach Frankreich geliefert. Japan dagegen bezieht zwei Drittel seines Erdöls aus dem Nahen Osten – gut zwei Fünftel aus Saudi-Arabien und gut ein Viertel aus den Vereinigten Arabischen Emiraten.
- Etwas mehr Gewicht hat die inländische Produktion in Italien. Dennoch muss auch Italien überwiegend Erdöl aus dem Ausland einführen, was sehr diversifiziert vorgenommen wird. Wichtigstes Bezugsland, das für ein Fünftel der Erdöleinfuhren zuständig ist,

ist Aserbaidschan. Jeweils etwa 10 bis 15 Prozent der italienischen Erdöleinfuhren stammen aus dem Iran, Irak, Russland und Saudi-Arabien.

- Großbritannien ist in diesem Vergleich das einzige erdölproduzierende Land, das nicht nur für den einheimischen Bedarf, sondern auch erheblich für den Export Erdöl produziert. Zwei Fünftel der britischen Erdöleinfuhren kommen aus Norwegen, jeweils mehr als 10 Prozent aus Nigeria, Algerien und den USA.
- Auch in den USA bildet die eigene Produktion einen wichtigen Pfeiler des inländischen Angebots, das dann zu 12 Prozent wieder exportiert wird. Dennoch wird auch noch entscheidend aus dem Ausland Erdöl bezogen: gut mehr als zwei Fünftel aus Kanada, gut 10 Prozent aus Saudi-Arabien und etwas weniger aus Venezuela, Mexiko und dem Irak.
- In China macht die inländische Erdölherstellung rund ein Drittel des Angebots aus – der Rest kommt aus dem Ausland mit einer sehr diversifizierten Lieferstruktur mit mehr als 40 Ländern. Gut die Hälfte der Einfuhren stammt aus fünf Ländern: Russland (14 Prozent), Saudi-Arabien und Angola mit jeweils 12 Prozent der Einfuhren sowie der Irak (9 Prozent) und der Iran (7 Prozent).

Anders sehen die Importabhängigkeiten bei den Erdölprodukten aus. Sie sind niedrig bis moderat. Alle Vergleichsländer besitzen eine erhebliche Kapazität an Raffinerien, in denen das Rohöl weiterverarbeitet wird, sodass das inländische Angebot überwiegend aus einheimischer Herstellung stammt. Insbesondere in Italien, Großbritannien und den USA wird Rohöl in beträchtlichem Ausmaß für den Exportmarkt weiterverarbeitet (Tabelle 5-3):

- Die Mineralölproduktion in Deutschland macht 93 Prozent des einheimischen Angebots aus. Damit ist aber nicht der gesamte Bedarf an Mineralölprodukten gedeckt und es werden noch knapp 40 Prozent aus dem Ausland bezogen. Aufgrund von arbeitsteiligen Verarbeitungs- und Veredelungsprozessen wird rund ein Fünftel wieder exportiert. Knapp die Hälfte der Einfuhren stammte im Jahr 2018 aus den Niederlanden, etwas weniger als ein Fünftel jeweils aus Russland und Belgien. Diese Zahlen sind jedoch wenig aussagekräftig, da bei Erdölprodukten der Ort der Anlandung beispielsweise in Häfen als Exportland ausgewiesen wird. Meistens handelt es sich hier um weiterverarbeitetes Importöl oder weitertransportierte Produkte (Schaefer et al., 2015).
- In Italien aber auch in den USA wird Rohöl in erheblichem Maße für den Exportmarkt weiterverarbeitet. In Italien werden mit knapp 30 Prozent Erdölprodukte sehr diversifiziert aus vielen Ländern bezogen. Die wichtigsten Länder waren im Jahr 2018 Saudi-Arabien (13 Prozent) sowie Griechenland, Algerien und die USA mit jeweils etwa 10 Prozent. In den USA liegt der Fokus noch stärker auf der Nutzung der inländischen Produktion und es wird nur 11 Prozent des Angebots importiert. Gut ein Drittel der Erdölprodukte werden aus Kanada in die USA geliefert. Ansonsten erhält die USA aus fast 60 Ländern mit geringen Anteilen sehr diversifiziert Erdölprodukte.

- Auch in China besteht das inländische Angebot vor allem aus heimischen Erdölprodukten, die in geringem Maße auch exportiert werden. Die Importabhängigkeit ist mit 11 Prozent gering. China hat auch eine diversifizierte Lieferstruktur mit mehr als 60 Lieferländern, obgleich die Hälfte in 2017 allein aus drei Ländern stammte: ein Viertel aus Südkorea, ein weiteres Fünftel aus Singapur und knapp 14 Prozent aus Malaysia.
- Japan weist mit einem Importanteil von einem Viertel am inländischen Angebot eine gemäßigte Abhängigkeit von Einfuhren auf. Die Lieferstruktur ist mit knapp 30 Ländern auch nicht so diversifiziert wie in einigen anderen Vergleichsländern und die aus dem Ausland bezogenen Erdölprodukte stammten in 2018 zu zwei Dritteln aus vier Ländern: USA (29 Prozent), Korea (15 Prozent), Vereinigte Arabische Emirate (13 Prozent) und Qatar (11 Prozent).
- Großbritannien hat einen hohen Anteil mit Abgängen aus Exporten und Bunkerungen. Neben der heimischen Produktion wird auch noch ein hoher Anteil aus dem Ausland bezogen. Jeweils ein Fünftel stammen aus Russland und den Niederlanden; Belgien und die USA lieferten jeweils knapp 10 Prozent der Erdölprodukte ins Vereinigte Königreich.
- In Frankreich besteht das inländische Angebot zu vier Fünfteln aus heimischen Produkten. Zur Deckung der Exportnachfrage machen Importe einen relativ hohen Anteil gemessen am inländischen Angebot aus. Mit mehr als 50 Quellländern ist die Lieferstruktur auch in Frankreich sehr diversifiziert: wichtigste Bezugsländer sind Russland (14 Prozent) und Saudi-Arabien (12 Prozent), danach folgen mit etwa 10 Prozent die USA, Belgien und die Niederlande.

**Tabelle 5-3: Zusammenfassung des inländischen Angebots bei Erdöl 2018**

Angaben in Prozent des inländischen Angebots des jeweiligen Energierohstoffs

		Inländ. Produktion	Importe	Exporte	Intern. Bunke- rungen	Be- stands- verände- rungen	Inländ. Angebot
D	Erdöl	2,3	97,1	0,0	0,0	0,6	100,0
	Erdölprodukte	93,4	38,7	-21,4	-11,1	0,5	100,0
F	Erdöl	1,4	97,8	0,0	0,0	0,8	100,0
	Erdölprodukte	79,8	60,6	-28,3	-12,5	0,4	100,0
I	Erdöl	7,1	92,5	-0,7	0,0	1,1	100,0
	Erdölprodukte	134,1	28,9	-52,0	-11,2	0,2	100,0
GB	Erdöl	92,4	86,1	-79,0	0,0	0,6	100,0
	Erdölprodukte	101,2	61,1	-38,6	-23,9	0,2	100,0
JP	Erdöl	0,1	100,2	0,0	0,0	-0,3	100,0
	Erdölprodukte	91,5	25,5	-10,3	-6,8	0,2	100,0
USA	Erdöl	65,6	46,5	-12,0	0,0	-0,1	100,0
	Erdölprodukte	129,2	11,1	-33,0	-7,2	0,0	100,0
CHN*	Erdöl	32,5	71,2	-0,8	0,0	-2,9	100,0
	Erdölprodukte	104,1	11,3	-10,5	-3,6	-1,4	100,0

\*China Werte für 2017

Quelle: IEA (2019e), IEA (2019f), IEA (2018), Berechnungen des IW

## 6 Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen

Versorgungssicherheit bildet neben der Umweltverträglichkeit und der Wirtschaftlichkeit das dritte Element des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks. Ein wesentlicher Baustein der Versorgungssicherheit ist die Gewährleistung der Lieferungen der verwendeten Energieträger. Die voranstehenden Abschnitte verdeutlichen, dass Deutschland bei den meisten Energieträgern in hohem Maße von Importen aus dem Ausland abhängig ist.

Je nach Energieträger unterscheiden sich die mit den Importen einhergehenden Versorgungsrisiken. Der vorliegende Index ermöglicht einen Vergleich der verschiedenen Risikodimensionen für die einzelnen Energieträger für Deutschland und ausgewählte Vergleichsländer.

Auf globaler Ebene ist Erdöl der Rohstoff mit den höchsten Versorgungsrisiken. Es weist die geringste statische Reichweite und die höchsten Länderrisiken auf. Eine ähnliche Risikobewertung und Risikostruktur gilt auch für Erdgas. Die Produktion von Steinkohle ist relativ gesehen am stärksten konzentriert. Braunkohle ist der Rohstoff mit den geringsten Versorgungsrisiken. Gründe sind die hohe statische Reichweite und die relativ breite Verteilung der Förderung auf eher risikoarme Länder.

Die Versorgungsrisiken in Deutschland bestehen in erster Linie in der hohen Importabhängigkeit bei allen Energieträgern außer der Braunkohle. Dies ist der größte Unterschied zu Ländern mit hohem Selbstversorgungsanteil wie den USA oder China. Daneben sind die Länderrisiken beim Erdöl und die hohe Konzentration auf wenige Lieferanten beim Erdgas wesentliche Risikotreiber. Fehlende LNG-Kapazitäten erschweren zudem eine stärkere Diversifizierung der Lieferanten. Bei der Braunkohle entfallen wegen der großen heimischen Vorkommen Import- und Länderrisiken. Die hohe statische Reichweite trägt zusätzlich dazu bei, dass Braunkohle der Energierohstoff mit den geringsten Versorgungsrisiken ist.

### Versorgungsrisiko mit Energierohstoffen und Versorgungssicherheit der Endverbraucher

Versorgungssicherheit als Teil des energiepolitischen Zieldreiecks zielt auf eine umfassende Sicherheit der Versorgung mit den verschiedenen nachgefragten Energieformen ab.

Das Versorgungsrisiko mit Energierohstoffen resultiert aus der globalen Beschaffung der Energieträger. Sie werden von Unternehmen bezogen und nach verschiedenen Umwandschritten den Endverbrauchern als Mineralölprodukte, Strom und Wärme zur Verfügung gestellt. Der Energie-Rohstoff-Risiko-Index bildet das Risiko der Versorgung dieser Umwandlungsprozesse mit stofflichen Energieträgern ab.

Die Versorgungssicherheit der Endverbraucher hängt dagegen auch noch von der Sicherheit und Verlässlichkeit der Umwandlungsprozesse und der inländischen Lieferungen ab. Im Bereich der Stromerzeugung zählen dazu auch der Betrieb der Kraftwerke, der simultane Ausgleich von Angebot und Nachfrage und der stabile Netzbetrieb.

## 6.1 Versorgungsrisiken und Aufbau des Index

Der hier vorgestellte und angewendete Energie-Rohstoff-Risiko-Index (ERRI) wurde von Schaefer et al. (2015) entwickelt und ausführlich beschrieben. Er stellt gleichzeitig eine spezifischere Anwendung des Rohstoff-Risiko-Index dar, mit dem IW Consult regelmäßig das Versorgungsrisiko bei mineralischen und metallischen Rohstoffen untersucht (vbw, 2019). Eine Darstellung der Berechnungsschritte findet sich im Anhang.

Der ERRI wird verwendet, um die verschiedenen Dimensionen des Versorgungsrisikos bei Energierohstoffen messbar und vergleichbar zu machen. Das Vorgehen ermöglicht es, das Versorgungsrisiko zu einer Maßzahl zu verdichten. Folgende Dimensionen des Versorgungsrisikos werden betrachtet:

- Stoffliche Versorgungsrisiken bestehen in der geologisch-physikalischen Verfügbarkeit der Energieträger. Bei fossilen Energieträgern handelt es sich um endliche, nicht nachwachsende Ressourcen. Bestehende Lagerstätten können zwar in gewissem Maße effizienter ausgebeutet werden und neue Lagerstätten können gefunden und entwickelt werden. Beide Prozesse benötigen aber Investitionen und gegebenenfalls neue Technologien der Förderung.
- Politische Versorgungsrisiken entstehen dann, wenn Förderländer die Produktion oder Lieferung von Rohstoffen einschränken. Auch bei innerstaatlichen oder internationalen Konflikten können sich solche Einschränkungen als Nebeneffekte entwickeln.
- Ökonomische Versorgungsrisiken bestehen in erster Linie in der Preisentwicklung und in der Volatilität der Preise. Diese Entwicklungen sind gleichzeitig nicht unabhängig von der geologisch-physikalischen Verfügbarkeit oder den politischen Versorgungsrisiken. Knapper werdende Ressourcen und kostspieligere Fördertechniken schlagen sich ebenso in höheren Preisen nieder wie politisch motivierte Versorgungsengpässe.
- Die beschriebenen Risiken erhöhen sich für jene Länder, die wegen des Importbedarfs geringere Kontrolle über die beschriebenen Risiken ausüben können.

Das Ausmaß der einzelnen Risiken unterscheidet sich zwischen den einzelnen Rohstoffen. Für verschiedene Länder ergeben sich zudem unterschiedliche Risiken je nach Zusammensetzung der Rohstoffimporte und des Vorhandenseins heimischer Alternativen. Aus der unterschiedlichen Zusammensetzung des Rohstoffverbrauchs in einzelnen Sektoren der Wirtschaft lassen sich wiederum spezifische Versorgungsrisiken ableiten.

Neben der nationalen Sicht auf das Versorgungsrisiko bei den Energierohstoffen wird auch eine globale Dimension des Versorgungsrisikos im Hinblick auf stoffliche Verfügbarkeit, Verteilung der Ressourcen und Länderrisiko sowie die Preisentwicklung gebildet.

Der Risikoindex misst mit sieben Indikatoren die vier verschiedenen Dimensionen des Versorgungsrisikos:

- Die **Endlichkeit der Ressourcen und die langfristige stoffliche Verfügbarkeit** wird mit verschiedenen Maßen der statischen Reichweite abgebildet:
  - der statischen Reichweite der globalen Förderung,
  - der statischen Reichweite der Rohstoffe in den Importursprungsländern sowie
  - der statischen Reichweite im Inland.

Die statische Reichweite ist die Relation von ökonomisch und technisch förderwürdigen Reserven zum jährlichen Verbrauch des Rohstoffs. Sie lässt sich auch als Maß für den Investitionsbedarf in Exploration und Förderung zur Aufrechterhaltung der Produktion interpretieren. Sie wird für die Bestimmung der nationalen Komponente in einem Wert für die statische Reichweite des Rohstoffs im Inland und die statische Reichweite der Importe zusammengefasst.

- Die **Importabhängigkeit** wird mit der Importquote und der Importinflexibilität gemessen. Die Importinflexibilität stellt darauf ab, dass insbesondere bei Erdgas verschieden große Teile der Importe über Pipelines erfolgen und dadurch der Wechsel des Lieferanten deutlich erschwert wird. In Ermangelung globaler Importe, kann für dieses Risiko keine globale Komponente bestimmt werden.
- **Angebotsseitige Länderrisiken** werden durch die Maße Drei-Länder-Konzentration, Investoren- und Konfliktrisiko quantifiziert. Eine hohe Konzentration auf wenige Lieferländer erhöht die Versorgungsrisiken, weil die Abhängigkeit von einzelnen Ländern steigt. Das Investoren- und Konfliktrisiko wird für die einzelnen Förder- und Lieferländer mittels der Daten internationaler Institute gemessen. Für die Investorenrisiken werden dabei ökonomische und rechtliche Kriterien, wie zum Beispiel Investitionsschutz, Rechtsstaatlichkeit oder freier Außenhandel herangezogen. Erhöhte Konfliktrisiken gehen von politischer Instabilität und Gewalt im Innern sowie außenpolitischen Konfliktrisiken aus. Es wird hier jeweils eine globale und eine länderspezifische Perspektive eingenommen. Beide Perspektiven werden in Abbildung 6-1 und Abbildung 6-2 dargestellt.
- Das **Preisrisiko** wird durch einen Vergleich der Preisentwicklung und -volatilität der Rohstoffe seit 2010 auf Basis von monatlichen Preisdaten bestimmt. Auch hier wird zwischen einer länderspezifischen und einer globalen Sicht unterschieden.

- Für den Spezialfall der Betrachtung der Rolle der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung in Deutschland wird als fünfte Dimension noch ein weiterer Indikator, die gesicherte Leistung<sup>1</sup>, herangezogen.

Die Daten zur Bestimmung der Indikatoren stammen aus einer Reihe unterschiedlicher öffentlich zugänglicher Quellen. Diese sind geordnet nach Indikatoren in der Tabelle 6-1 zusammengestellt.

Die einzelnen Indikatoren werden so kalibriert, dass sie einen Wert zwischen 0 (minimales Risiko) und 100 (maximales Risiko) annehmen. Zur Bestimmung des Versorgungsrisikos für einen Energierohstoff werden die einzelnen Indikatoren gewichtet aggregiert. So ergibt sich für jeden Energierohstoff und für jedes Land eine jeweils spezifische Bewertung des Versorgungsrisikos, das die genannten Risikofaktoren abbildet. Die aggregierte Bewertung liegt ebenfalls in einem Wertebereich von 0 bis 100. Das Wägungsschema ist in der Tabelle 6-2 dargestellt. Eine algebraische Darstellung der Berechnung des Index findet sich im Anhang.

Die einzelnen Energie-Rohstoff-Risiken können auf diese Weise abstrakt verglichen werden. Gleichzeitig ist ein Vergleich der Risikokomponenten zwischen den einzelnen Energieträgern möglich. Durch die Multiplikation der Risikowerte für die einzelnen Rohstoffe mit den Verbrauchsanteilen der Rohstoffe in einem Land in verschiedenen Verwendungen (z. B. Primärenergieverbrauch, Stromerzeugung, Verkehr, Wärmeerzeugung) lässt sich ein aggregiertes Versorgungsrisiko für die verschiedenen Verwendungen bestimmen.

---

<sup>1</sup> Die gesicherte Leistung wird nur für Deutschland ermittelt und nur für einen Vergleich verschiedener Erzeugungsszenarien im Stromsektor unter Einbezug erneuerbarer Energieträger verwendet.

## Tabelle 6-1: Indikatoren und verwendete Quellen

Übersicht

Indikatoren	Datenquelle
Investorenrisiko	Heritage Foundation, 2019; The World Bank Group, 2019; Fraser Institute, 2019; Transparency International, 2019
Konfliktrisiko	AON, 2019; The World Bank Group, 2019
Vorkommen und Förderung nach Ländern und Rohstoffen	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2019
Preisrisiko	Erdgas, Steinkohle, Erdöl: The World Bank, 2020, Braunkohle (D): Statistisches Bundesamt, 2020 Braunkohle (USA): Bureau of Labor Statistics, 2020, Erneuerbare Energien: BNetzA, 2020
Importe nach Energieträgern und Herkunftsländern und Energieverbrauch	Internationale Energieagentur (IEA), 2019 a – f, 2020a für China (Erdöl, Kohle) zusätzlich: Vereinte Nationen, 2020
Gesicherte Leistung	50hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW, 2020; BNetzA, 2020

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020)

## Tabelle 6-2: Gewichtung mit vier Risikokomponenten

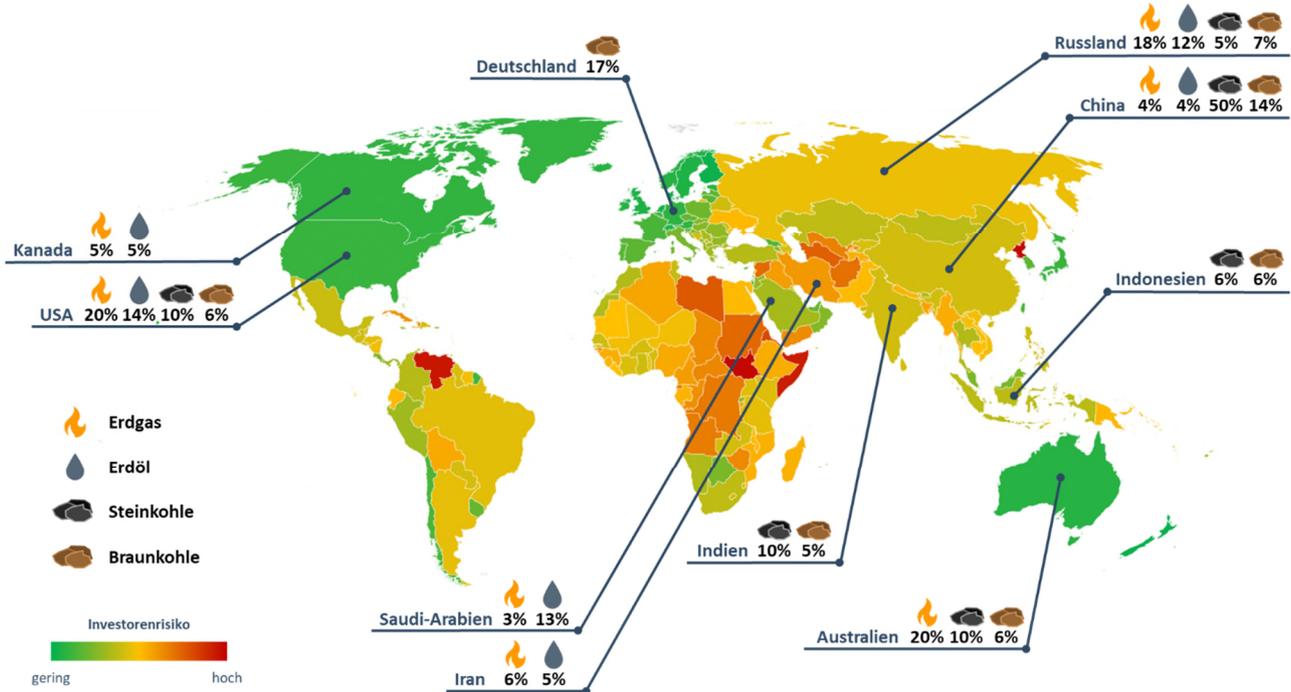
Gewichte nach Risikokomponenten und Indikatorkomponente in Prozent

	Gesamt	Nationale Komponente	Globale Komponente
Importabhängigkeit	25,0 %	25,0 %	0,0 %
Langfristige Verfügbarkeit	25,0 %	16,7 %	8,3 %
Preisrisiko	25,0 %	16,7 %	8,3 %
Länderrisiko	25,0 %	16,7 %	8,3 %
<b>Summe</b>	<b>100,0 %</b>	<b>75,0 %</b>	<b>25,0 %</b>

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020)

### Abbildung 6-1: Investorenrisiko

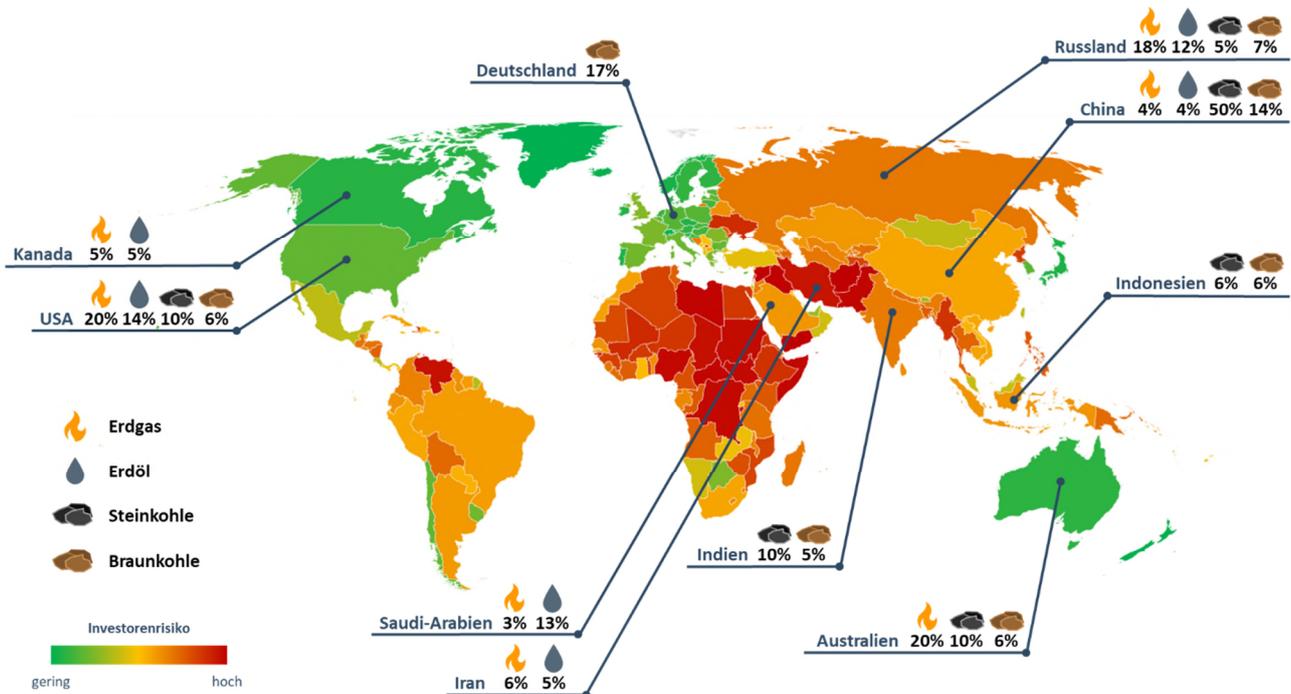
Länderspezifisches Investorenrisiko, Anteile wichtiger Rohstoffproduzenten an der globalen Rohstoffförderung



Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

### Abbildung 6-2: Konfliktrisiko

Länderspezifisches Konfliktrisiko, Anteile der wichtiger Rohstoffproduzenten an der globalen Rohstoffförderung



Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

## 6.2 Ergebnisse für Länder und Rohstoffe

Im Folgenden wird das Versorgungsrisiko bezogen auf einzelne Rohstoffe aus der Sicht ausgewählter Länder analysiert. In Tabelle 6-3 sind zunächst die Ergebnisse für die globale Komponente des ERRI dargestellt. Erdöl erweist sich mit einem Indexwert von 60,7 als der Energieträger mit dem höchsten Versorgungsrisiko. Zum hohen Risikowert trägt am stärksten die kurze statische Reichweite (56 Jahre) bei. Aber auch das Konflikt- und das Investorenrisiko liegen höher als bei jedem anderen betrachteten Rohstoff.

Braunkohle weist die geringsten Risiken auf – und dies in fast allen Bereichen. Braunkohle kommt relativ breit verteilt in Ländern mit geringen Investitions- und Konfliktrisiken vor. Die statische Reichweite (308 Jahre) ist besonders lang. Lediglich das Preisrisiko erscheint im Vergleich mit den anderen Rohstoffen erhöht. Dies liegt daran, dass bei Erdöl, Erdgas und Steinkohle im Vergleich zum Jahr 2010 rückläufige Weltmarktpreise zu beobachten waren. Braunkohle wird in der Regel direkt am Ort des Abbaus zur Stromerzeugung eingesetzt. Da die Unternehmen häufig vertikal integriert sind und die geförderten Braunkohle selbst verbrauchen, wird sie nicht über Märkte gehandelt. In der Folge bestehen keine transparenten Marktpreise für diesen Teil der Produktion. Die als Proxy für die Braunkohlepreise verwendeten Erzeugerpreisindizes werden von der Preisentwicklung von Veredelungsprodukten bestimmt, auf die aber nur ein kleiner Teil der Produktion entfällt. Die Erzeugerpreisindizes für Braunkohle stiegen in den vergangenen zehn Jahren langsam an. Sie weisen jedoch eine sehr geringe Volatilität auf, die maßgeblich das Preisrisiko der anderen Energierohstoffe bestimmt.

**Tabelle 6-3: ERRI und Einzelindikatoren – Globale Komponente**

Indexwerte (0 – 100)

	Gewichtung	Erdöl	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle
Drei-Länder-Konzentration	11,1%	38,7	44,7	69,8	37,7
Investorenrisiko (global)	11,1%	39,5	35,4	37,5	30,8
Konfliktrisiko (global)	11,1%	55,4	48,7	51,3	38,0
Statische Reichweite	33,3%	77,7	79,0	55,0	0
Preisrisiko	33,3%	59,8	42,1	48,8	61,1
Globaler Index	100%	60,7	54,7	52,2	32,2

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020). Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

In Tabelle 6-4 ist der ERRI für Deutschland dargestellt. Der Rohstoff mit dem höchsten Versorgungsrisiko ist hier Erdgas (Risikoindex: 67,9). Dies liegt an der nahezu vollständigen Importabhängigkeit Deutschlands, die zudem praktisch nur aus drei Ländern (Russland, Niederlande, Norwegen) über Pipelines gedeckt wird. Der hohe Anteil von russischem Gas sorgt zudem für ein relativ hohes Konfliktrisiko. Die statische Reichweite der Erdgasvorkommen in den

Niederlanden und Norwegen ist zudem gering. Die Preisentwicklung im Zehnjahresvergleich sowie geringe Investorenrisiken – vor allem in Norwegen und den Niederlanden – sorgen für eine Begrenzung des Risikos.

Den geringsten aggregierten Versorgungsrisikowert weist die ausschließlich im Inland geförderte Braunkohle (Risikoindex: 21,5) auf. Die Länderrisiken (Drei-Länder-Konzentration, Investoren- und Konfliktrisiko) sowie Importabhängigkeit und Importflexibilität liegen allesamt bei null. Die statische Reichweite – aus technisch-ökonomischer Sicht über 200 Jahre – ist groß und würde eine Verwendung der Braunkohle weit über den für 2038 geplanten Ausstieg hinaus ermöglichen.

Das Preisrisiko liegt für den aktuellen Datenstand etwa auf dem Niveau des Preisrisikos bei Erdöl- und Erdölprodukten und leicht über dem Preisrisiko bei der Steinkohle. Die Struktur des Preisrisikos der Braunkohle unterscheidet sich jedoch von jener der anderen Energieträger. Auf Basis der Erzeugerpreise in Deutschland ergibt sich für die Braunkohle ein langsam steigender Trend (+18,1 Prozent von 2010 – 2020) bei geringen Schwankungen. Bei den anderen Energieträgern sind die Weltmarktpreise (in US-Dollar gerechnet) im Betrachtungszeitraum gefallen und wiesen gleichzeitig große Schwankungen auf. Ein moderater Anstieg der Erdöl-, Erdgas und Steinkohlepreise würde zu einer Umkehr der relativen Risiken führen. Die derzeitige Bewertung überschätzt die Preisrisiken der Braunkohle tendenziell. Dennoch liegt das Gesamtrisiko deutlich niedriger als bei den anderen Energieträgern.

#### Tabelle 6-4: ERRI und Einzelindikatoren – Deutschland

Indexwerte (0 – 100), Gewichtung in Prozent

	Gewichtung	Erdöl	Erdöl-prod.	Erdgas	Stein-kohle	Braun-kohle
Drei-Länder-Konzentration <sup>1</sup>	5,6%	57,7	80,5	98,2	67,8	0
Investorenrisiko <sup>1</sup>	5,6%	42,2	18,8	29,4	29,1	0
Konfliktrisiko <sup>1</sup>	5,6%	61,4	25,4	41,2	42,0	0
Statische Reichweite	16,7%	83,1	90,3	82,4	32,1	15,7
Preisrisiko <sup>2</sup>	16,7%	63,8	63,8	36,6	55,8	64,8
Importabhängigkeit	12,5%	97,4	38,0	100,0	94,3	0
Importflexibilität	12,5%	0	0	100,0	0	0
<b>Nationaler Index</b>	<b>75,0%</b>	<b>60,8</b>	<b>49,8</b>	<b>72,3</b>	<b>45,5</b>	<b>17,9</b>
<b>Globaler Index</b>	<b>25,0%</b>	<b>60,7</b>	<b>60,7</b>	<b>54,7</b>	<b>52,2</b>	<b>32,2</b>
<b>Gesamtindex</b>	<b>100,0%</b>	<b>60,8</b>	<b>52,5</b>	<b>67,9</b>	<b>47,2</b>	<b>21,5</b>

<sup>1</sup> Importländer; <sup>2</sup> landesspezifisch

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

Tabelle 6-5 zeigt den ERRI und die Einzelindikatoren für Frankreich. Ähnlich wie in Deutschland weist auch hier Erdgas (Risikoindex: 64,5) das höchste Versorgungsrisiko auf. Dies ist insbesondere der vollständigen Importabhängigkeit sowie der geringen statischen Reichweite der Erdgasvorkommen in den Bezugsländern geschuldet. Darüber hinaus wird die Versorgungssituation Frankreichs durch eine hohe Drei-Länder-Konzentration gekennzeichnet, die jedoch geringer ausfällt als in Deutschland. Der Erdgasimport ist in Frankreich deutlich diversifizierter als in Deutschland; der Anteil von Importen, die nicht aus den Niederlanden, Norwegen oder Russland stammen, liegt bei über 20 Prozent. Der im Vergleich zu Deutschland deutlich geringere Anteil Russlands an den Importen wirkt sich außerdem mindernd auf das Investoren- und Konfliktrisiko aus. Auch deshalb fällt das Versorgungsrisiko für Erdgas in Frankreich geringer aus als in Deutschland.

Steinkohle (Risikoindex: 47,7) und Braunkohle (Risikoindex: 41,2) stellen in Frankreich die Rohstoffe mit dem geringsten Versorgungsrisiko dar. Frankreich ist allerdings auch hier vollständig auf Importe angewiesen. Die Importe von Braunkohleprodukten werden nahezu ausschließlich aus Deutschland bezogen. Dies schlägt sich einerseits in einer hohen Drei-Länder-Konzentration und andererseits in einem geringen Investoren- und Konfliktrisiko nieder.

### Tabelle 6-5: ERRI und Einzelindikatoren – Frankreich

Indexwerte (0 – 100), Gewichtung in Prozent

	Gewichtung	Erdöl	Erdöl-prod.	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle
Drei-Länder-Konzentration <sup>1</sup>	5,6%	43,8	35,4	71,4	70,3	100,0
Investorenrisiko <sup>1</sup>	5,6%	45,1	23,8	23,1	29,2	12,1
Konfliktrisiko <sup>1</sup>	5,6%	66,7	33,6	30,0	41,3	16,7
Statische Reichweite	16,7%	79,5	86,4	84,9	30,5	16,0
Preisrisiko <sup>2</sup>	16,7%	63,8	63,8	43,0	55,8	64,8
Importabhängigkeit	12,5%	99,5	56,9	100,0	100,0	100,0
Importflexibilität	12,5%	0	0	80,9	0	0
<b>Nationaler Index</b>	<b>75,0%</b>	<b>60,0</b>	<b>49,7</b>	<b>67,8</b>	<b>46,3</b>	<b>44,2</b>
<b>Globaler Index</b>	<b>25,0%</b>	<b>60,7</b>	<b>60,7</b>	<b>54,7</b>	<b>52,2</b>	<b>32,2</b>
<b>Gesamtindex</b>	<b>100,0%</b>	<b>60,1</b>	<b>52,5</b>	<b>64,5</b>	<b>47,7</b>	<b>41,2</b>

<sup>1</sup> Importländer; <sup>2</sup> landesspezifisch

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

Tabelle 6-6 weist den ERRI und die Einzelindikatoren für Italien aus. Insgesamt liegen die rohstoffspezifischen Versorgungsrisiken in Italien und in Deutschland auf einem vergleichbaren Niveau. Auch in Italien ist Erdgas derjenige Rohstoff, mit dem das größte Versorgungsrisiko verknüpft ist (Risikoindex: 66,4). Allerdings unterscheidet sich die Risikostruktur des Energieträgers in mehreren Punkten. Im Vergleich zu Deutschland erweist sich insbesondere der Bezug von Erdgas aus Ländern, die ein hohes Investoren- und Konfliktrisiko aufweisen (Russland, Algerien, Katar und Libyen), als Risikotreiber. Der Anteil von Importen aus den Niederlanden und Norwegen, die sich risikomindernd auswirken, ist in Italien relativ gering. Begrenzt wird das italienische Risiko bei der Erdgasversorgung hingegen durch eine im Vergleich zu Deutschland geringere Importabhängigkeit und eine höhere Importflexibilität. Die Importe sind außerdem stärker diversifiziert, was sich in einer geringeren Drei-Länder-Konzentration niederschlägt.

### Tabelle 6-6: ERRI und Einzelindikatoren – Italien

Indexwerte (0 – 100), Gewichtung in Prozent

	Gewichtung	Erdöl	Erdöl-prod.	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle
Drei-Länder-Konzentration <sup>1</sup>	5,6%	45,6	39,2	85,2	77,2	–
Investorenrisiko <sup>1</sup>	5,6%	50,1	32,6	47,3	36,2	–
Konfliktrisiko <sup>1</sup>	5,6%	75,0	43,8	65,9	54,4	–
Statische Reichweite	16,7%	75,3	87,5	74,0	27,2	–
Preisrisiko <sup>2</sup>	16,7%	63,8	63,8	40,4	55,8	–
Importabhängigkeit	12,5%	94,6	27,2	92,7	100,0	–
Importflexibilität	12,5%	0	0	88,7	0	–
<b>Nationaler Index</b>	<b>75,0%</b>	<b>59,3</b>	<b>46,7</b>	<b>70,3</b>	<b>47,5</b>	–
<b>Globaler Index</b>	<b>25,0%</b>	<b>60,7</b>	<b>60,7</b>	<b>54,7</b>	<b>52,2</b>	–
<b>Gesamtindex</b>	<b>100,0%</b>	<b>59,7</b>	<b>50,2</b>	<b>66,4</b>	<b>48,7</b>	–

<sup>1</sup> Importländer; <sup>2</sup> landesspezifisch; <sup>3</sup> nicht anwendbar

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

Tabelle 6-7 gibt einen Überblick über den ERRI und die Einzelindikatoren für das Vereinigte Königreich. Im Rohstoffvergleich weisen Erdöl (Risikoindex: 58,5) und Erdgas (Risikoindex: 60,5) die höchsten Versorgungsrisiken auf. Das Risiko wird in beiden Fällen maßgeblich von einer hohen Drei-Länder-Konzentration gepaart mit einer geringen statischen Reichweite hervorgerufen. Bei Erdöl erweist sich außerdem die Importabhängigkeit als Risikotreiber, auch wenn diese geringer ausfällt als in Deutschland, Frankreich und Italien. Die Erdgasversorgung im Vereinigten Königreich hängt aufgrund der eigenen Vorkommen in der Nordsee in weitaus geringerem Maße von Importen ab als in den EU-Ländern Deutschland, Frankreich und Italien. Dies wirkt sich wiederum mindernd auf das Investoren- und Konfliktrisiko aus. Obwohl die statische Reichweite der britischen Erdgasvorkommen relativ gering ist, fällt das Versorgungsrisiko deshalb insgesamt geringer aus als in den drei genannten EU-Ländern.

Das geringste Versorgungsrisiko geht im Vereinigten Königreich von Steinkohle (Risiko-Index: 45,4) aus. Die Drei-Länder-Konzentration fällt zwar höher aus als zum Beispiel in Deutschland und Frankreich, jedoch kann das Vereinigte Königreich nach wie vor einen beträchtlichen Teil seines (sinkenden) Bedarfs aus eigener Produktion decken. Im vorliegenden Ländervergleich ist das Vereinigte Königreich nach den USA (Risikoindex: 2,2) und China (Risikoindex: 6,9) das Land mit der geringsten Importabhängigkeit bei Steinkohle.

**Tabelle 6-7: ERRI und Einzelindikatoren – Vereinigtes Königreich**

Indexwerte (0 – 100), Gewichtung in Prozent

	Gewichtung	Erdöl	Erdöl-prod.	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle <sup>3</sup>
Drei-Länder-Konzentration <sup>1</sup>	5,6%	68,3	43,4	93,8	82,2	–
Investorenrisiko <sup>1</sup>	5,6%	29,0	21,4	13,1	33,4	–
Konfliktrisiko <sup>1</sup>	5,6%	37,2	28,9	10,4	46,9	–
Statische Reichweite	16,7%	88,8	90,9	91,9	39,1	–
Preisrisiko <sup>2</sup>	16,7%	63,8	63,8	41,5	55,8	–
Importabhängigkeit	12,5%	83,0	58,7	59,0	59,8	–
Importflexibilität	12,5%	0	0	85,4	0	–
<b>Nationaler Index</b>	<b>75,0%</b>	<b>57,7</b>	<b>51,1</b>	<b>62,4</b>	<b>43,1</b>	–
<b>Globaler Index</b>	<b>25,0%</b>	<b>60,7</b>	<b>60,7</b>	<b>54,7</b>	<b>52,2</b>	–
<b>Gesamtindex</b>	<b>100,0%</b>	<b>58,5</b>	<b>53,5</b>	<b>60,5</b>	<b>45,4</b>	–

<sup>1</sup> Importländer; <sup>2</sup> landesspezifisch; <sup>3</sup> nicht anwendbar

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

Tabelle 6-8 stellt den ERRI und die Einzelindikatoren für die USA dar. Aufgrund der umfangreichen Rohstoffvorkommen im Inland weisen die USA im internationalen Vergleich relativ geringe Versorgungsrisiken auf. Lediglich bei Braunkohle (Risikoindex: 30,1) liegt das Risiko der USA über dem deutschen Niveau, da die USA einen (geringen) Teil ihres Bedarfs über Importe decken (unter anderem aus Kolumbien). Auch in den USA gehen die höchsten Versorgungsrisiken von Erdöl (Risikoindex: 50,8) und Erdgas (Risikoindex: 51,8) aus. Die Versorgungssituation wird jedoch bei beiden Rohstoffen durch eine relativ geringe Importabhängigkeit gekennzeichnet, die bei Erdgas noch einmal deutlich geringer ausfällt als bei Erdöl. Darüber hinaus weisen die USA bei beiden Rohstoffen relativ geringe Investoren- und Konfliktrisiken auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die USA den Großteil der Öl- und Gasimporte aus dem Nachbarland Kanada beziehen, das als wenig riskant einzustufen ist.

Die Versorgungssituation bei Stein- und Braunkohle ist ähnlich zu bewerten: Die USA weisen zwar bei beiden Kohlearten eine hohe Drei-Länder-Konzentration auf, die Importabhängigkeit ist aber sehr gering. Außerdem fallen die Importflexibilität und die statische Reichweite hoch aus, was das rohstoffspezifische Gesamtrisiko senkt.

### Tabelle 6-8: ERRI und Einzelindikatoren – USA

Indexwerte (0 – 100), Gewichtung in Prozent

	Gewichtung	Erdöl	Erdöl-prod.	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle
Drei-Länder-Konzentration <sup>1</sup>	5,6%	62,9	48,1	100,0	98,5	99,8
Investorenrisiko <sup>1</sup>	5,6%	34,4	25,6	13,4	34,9	62,1
Konfliktrisiko <sup>1</sup>	5,6%	42,2	29,1	8,6	58,0	62,1
Statische Reichweite	16,7%	77,1	91,3	95,3	0	0
Preisrisiko <sup>2</sup>	16,7%	53,6	53,6	20,6	55,8	57,3
Importabhängigkeit	12,5%	48,5	10,8	10,9	2,2	0,4
Importflexibilität	12,5%	0	0	85,4	0	0
<b>Nationaler Index</b>	<b>75,0%</b>	<b>47,4</b>	<b>41,6</b>	<b>50,8</b>	<b>26,9</b>	<b>29,4</b>
<b>Globaler Index</b>	<b>25,0%</b>	<b>60,7</b>	<b>60,7</b>	<b>54,7</b>	<b>52,2</b>	<b>32,2</b>
<b>Gesamtindex</b>	<b>100,0%</b>	<b>50,8</b>	<b>46,4</b>	<b>51,8</b>	<b>33,3</b>	<b>30,1</b>

<sup>1</sup> Importländer; <sup>2</sup> landesspezifisch

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

Tabelle 6-9 zeigt den ERRI und die Einzelindikatoren für Japan. Im Gegensatz zu den meisten Vergleichsländern birgt in Japan Erdöl (Risikoindex: 62,3) das größte Versorgungsrisiko. Zwar weist Japan eine deutlich höhere Drei-Länder-Konzentration als Deutschland auf, jedoch wird diese durch ein relativ geringes Investoren- und Konfliktrisiko (wichtigste Importländer: USA und Südkorea) sowie eine höhere statische Reichweite kompensiert (Japan; 66,1 Jahre, Deutschland: 41,8 Jahre). Insgesamt liegt das Versorgungsrisiko bei Erdöl in Japan und Deutschland auf einem vergleichbaren Niveau.

Im Vergleich mit Deutschland fällt darüber hinaus auf, dass das japanische Versorgungsrisiko im Hinblick auf Erdgas (Risikoindex: 54,6) relativ gering ist. Japan ist zwar ebenfalls in hohem Maße von Importen abhängig (Importabhängigkeit: 95,8 Prozent), jedoch ist die Importstruktur diversifizierter (Drei-Länder-Konzentration: 60,7 Prozent). Das Investoren- und Konfliktrisiko fällt geringer aus, da ein Großteil der Importe aus Australien bezogen wird und Importe aus Russland für Japan von geringerer Bedeutung sind als für Deutschland. Darüber hinaus zeichnet sich die Versorgungssituation Japans durch eine sehr hohe Importflexibilität aus.

### Tabelle 6-9: ERRI und Einzelindikatoren – Japan

Indexwerte (0 – 100), Gewichtung in Prozent

	Gewichtung	Erdöl	Erdöl-prod.	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle
Drei-Länder-Konzentration <sup>1</sup>	5,6%	72,6	49,2	60,7	90,0	–
Investorenrisiko <sup>1</sup>	5,6%	34,3	24,3	25,8	20,4	–
Konfliktrisiko <sup>1</sup>	5,6%	52,0	33,2	34,1	25,3	–
Statische Reichweite	16,7%	73,5	90,3	63,0	40,0	–
Preisrisiko <sup>2</sup>	16,7%	62,0	62,0	70,5	41,8	–
Importabhängigkeit	12,5%	99,3	25,0	95,8	99,3	–
Importflexibilität	12,5%	0	0	0	0	–
<b>Nationaler Index</b>	<b>75,0%</b>	<b>58,4</b>	<b>45,9</b>	<b>54,6</b>	<b>44,8</b>	–
<b>Globaler Index</b>	<b>25,0%</b>	<b>60,7</b>	<b>60,7</b>	<b>54,7</b>	<b>52,2</b>	–
<b>Gesamtindex</b>	<b>100,0%</b>	<b>59,0</b>	<b>49,6</b>	<b>54,6</b>	<b>46,6</b>	–

<sup>1</sup> Importländer; <sup>2</sup> landesspezifisch; <sup>3</sup> nicht anwendbar

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

Die Versorgungssituation Chinas, die in Tabelle 6-10 dargestellt ist, wird über alle betrachteten Rohstoffe hinweg von einem hohen Selbstversorgungsgrad und einer entsprechend geringen Importabhängigkeit geprägt. Im direkten Vergleich mit Deutschland unterliegt die Versorgung Chinas bei nahezu allen Rohstoffen geringeren Risiken. Besonders deutlich fällt der Unterschied zugunsten Chinas bei der Erdgasversorgung aus (Risikoindex China: 54,0; Risikoindex Deutschland: 67,9). Analog zu den anderen betrachteten Rohstoffen ist hier ist die Importabhängigkeit Chinas relativ gering, die Rohstoffimporte weisen eine stärkere Diversifizierung auf und die Importflexibilität ist höher. Diese Effekte wiegen in Summe schwerer als das höhere Investoren- und Konfliktrisiko, das sich durch Importe aus Ländern wie Turkmenistan oder Myanmar ergibt.

Braunkohle (Risikoindex: 42,4) weist nach Steinkohle (Risikoindex: 42,1) das geringste Versorgungsrisiko auf – die Versorgung mit Braunkohle ist in China jedoch deutlich risikobehafteter als in Deutschland. Dieser Befund ist darauf zurückzuführen, dass China 27,5% seines Braunkohle-Bedarfs über Importe deckt. Die Länderrisiken sind deshalb in China im Gegensatz zu Deutschland größer als null. Hinzu kommt eine geringere statische Reichweite (55 Jahre).

### Tabelle 6-10: ERRI und Einzelindikatoren – China

Indexwerte (0 – 100), Gewichtung in Prozent

	Gewichtung	Erdöl	Erdöl-prod.	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle
Drei-Länder-Konzentration <sup>1</sup>	5,6%	38,7	55,9	70,4	84,0	98,7
Investorenrisiko <sup>1</sup>	5,6%	49,2	20,9	44,1	25,8	39,8
Konfliktrisiko <sup>1</sup>	5,6%	66,9	28,2	46,4	29,7	63,0
Statische Reichweite	16,7%	79,8	90,6	75,3	81,1	57,4
Preisrisiko <sup>2</sup>	16,7%	62,0	62,0	51,8	41,8	61,1
Importabhängigkeit	12,5%	71,2	11,3	37,7	6,9	27,5
Importflexibilität	12,5%	0	0	43,8	0	0
<b>Nationaler Index</b>	<b>75,0%</b>	<b>54,8</b>	<b>43,6</b>	<b>53,7</b>	<b>38,8</b>	<b>45,8</b>
<b>Globaler Index</b>	<b>25,0%</b>	<b>60,7</b>	<b>60,7</b>	<b>54,7</b>	<b>52,2</b>	<b>32,2</b>
<b>Gesamtindex</b>	<b>100,0%</b>	<b>56,3</b>	<b>47,9</b>	<b>54,0</b>	<b>42,1</b>	<b>42,4</b>

<sup>1</sup> Importländer; <sup>2</sup> landesspezifisch; <sup>3</sup> nicht anwendbar; Angaben zu Braunkohle teilweise geschätzt

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

### Exkurs: Uran als Energieträger

In manchen Vergleichsländern, insbesondere in Frankreich, wird die Kernenergie als wesentliche Energiequelle in der Stromproduktion genutzt. Für die Nutzung der Kernenergie dient Uran als Energierohstoff. Die Versorgung mit Uran folgt allerdings anderen Mustern als die Versorgung mit fossilen Energieträgern. Die Brennstoffbereitstellung erfolgt bei Uran einerseits durch aktuelle Förderung und andererseits durch Wiederaufbereitung und die Nutzung von Uran aus ehemaligen Waffenbeständen. Bewertet man die Versorgungssicherheit bei Uran nur mittels der Daten zur Verfügbarkeit von natürlichem Uran, überzeichnet man das Versorgungsrisiko deutlich.

Gleichzeitig lässt sich die Versorgung wegen der Substitutionsbeziehungen zwischen natürlichem Uran, angereichertem Uran, Uran aus Wiederaufbereitung oder dem Aufkommen aus der Kernwaffenkonversion nicht in vergleichbarer Weise wie bei den fossilen Energieträgern abbilden. Der Zusammenhang zwischen Abbau, Lieferung und Verbrauch ist auch wegen der besseren Lagerfähigkeit (Energiedichte) weniger eng als bei den fossilen Energieträgern.

Diese Probleme können anhand einiger Beispiele verdeutlicht werden:

- Handelsdaten zu natürlichem Uran ergeben kein vollständiges Bild der Versorgungslage. So stammt beispielsweise auf Basis dieser Daten rund ein Drittel des natürlichen Urans in Deutschland aus Frankreich und dem Vereinigten Königreich – ohne, dass es dort Vorkommen des Rohstoffes gibt. Hauptlieferanten des Vereinigten Königreichs sind wiederum Schweden, Deutschland und die Niederlande.
- Der Verbrauch und die Importe stehen nur in losem Zusammenhang. So beträgt die Importquote Deutschlands in Bezug auf den eigenen Uranverbrauch mehr als 500 Prozent.
- Importe und Produktion von natürlichem Uran ergeben kein vollständiges und schlüssiges Bild der Versorgung. In den USA kann beispielsweise der Uranverbrauch von 19 kt nicht durch Produktion (0,9 kt) und Importe (7,6 kt) gedeckt werden (Daten Produktion und Verbrauch: BGR, 2019; Importe: Vereinte Nationen, 2020).

In Tabelle 6-11 findet sich eine indikative Bewertung des Energierohstoffs Uran, wenn dieser nach den gleichen Maßstäben wie die fossilen Energieträger bewertet würde. Es zeigen sich relativ hohe Risikowerte bei der Drei-Länder-Konzentration der Importe (zwischen 80 und 100 Prozent). Das Investoren- und Konfliktrisiko schwankt sehr stark zwischen den betrachteten Ländern. Japan kann den Handelsdaten zufolge seine Importe vollständig aus den USA und Kanada decken und geht demnach praktisch kein Risiko ein. Frankreich bezieht dagegen rund 90 Prozent seiner Importe aus den „Hochrisikoländern“ Niger, Kasachstan, Namibia und Usbekistan. Die relativ geringe Risikobewertung für Deutschland (Risikoindex: 45,7) rührt daher, dass neben den USA und Kanada Länder ohne eigene Uranvorkommen (Frankreich, Vereinigtes

Königreich und die Niederlande) als Importursprung aufgeführt werden; sie können aber nur als Zwischenhändler fungieren. Das tatsächliche Importrisiko wird so unterschätzt. Die durchweg geringen statischen Reichweiten folgen aufgrund der oben erläuterten Substitutionsmöglichkeiten einer anderen Investitionslogik als bei den fossilen Energieträgern.

Insgesamt ergeben sich aus dieser Bewertung für die meisten Länder aber Versorgungsrisiken, die ähnlich hoch wie jene der fossilen Energieträger sind. Der Einsatz der Kernenergie zur Stromerzeugung kann hier das Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen demnach nicht entscheidend mildern.

In Japan und dem Vereinigten Königreich fallen die Versorgungsrisiken zwar deutlich geringer aus als im Durchschnitt der fossilen Energieträger. Die Vergleichbarkeit ist aber deutlich eingeschränkt, weil offenbar große Teile des Verbrauchs über Lagerbestände oder nicht erfasste Importe gedeckt werden.

### Tabelle 6-11: ERRI – Teilkomponente Uran

Bewertung auf Basis von natürlichem Uran

	Deutschland	Frankreich	Verein. Königr.	USA	Japan	China
Drei-Länder-Konzentration <sup>1</sup>	81,7	80,0	99,4	99,4	100,0	94,0
Investorenrisiko <sup>1</sup>	13,0	43,3	11,1	28,9	2,3	40,3
Konfliktrisiko <sup>1</sup>	16,7	64,3	14,1	28,9	1,4	51,6
Statische Reichweite	96,4	97,1	100,0	91,1	99,9	89,6
Preisrisiko <sup>2</sup>	n.a. <sup>3</sup>					
Importabhängigkeit	100,0	100,0	0	40,4	1,3	100,0
Importflexibilität	0	0	0	0	0	0
<b>Nationaler Index</b>	<b>46,3</b>	<b>52,1</b>	<b>31,5</b>	<b>38,7</b>	<b>30,1</b>	<b>50,4</b>
<b>Globaler Index</b>	<b>43,7</b>	<b>43,7</b>	<b>43,7</b>	<b>43,7</b>	<b>43,7</b>	<b>43,7</b>
<b>Gesamtindex Uran</b>	<b>45,7</b>	<b>50,0</b>	<b>34,5</b>	<b>39,9</b>	<b>33,5</b>	<b>48,7</b>
<b>Zum Vergleich: Durchschnittliches Risiko fossiler Energieträger (ungew.)</b>	<b>49,4</b>	<b>52,7</b>	<b>52,7</b>	<b>41,9</b>	<b>50,7</b>	<b>48,0</b>

<sup>1</sup> Importländer; <sup>2</sup> landesspezifisch; <sup>3</sup> nicht anwendbar

Italien nicht berücksichtigt, da hier keine Kernkraftwerke betrieben werden.

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

## 7 Anwendung auf Verbrauchsstrukturen

Der in Kapitel 6 vorgestellte Energie-Rohstoff-Risiko-Index (ERRI) ermöglicht einen Vergleich der Versorgungsrisiken zwischen Rohstoffen und Ländern. Um Aussagen über die Versorgungssicherheit nationaler Energiesysteme treffen zu können, wird in diesem Kapitel die Bedeutung der Rohstoffe aus Sicht der einzelnen Länder berücksichtigt. Dabei werden jeweils die Anteile der Energieträger am Verbrauch in vier verschiedenen Bereichen betrachtet:

- Primärenergieverbrauch,
- Verkehr,
- Stromerzeugung und
- Wärmerzeugung.

Die Anwendung des ERRI auf konkrete Verbrauchsstrukturen wird zunächst ausführlich am Beispiel Deutschlands verdeutlicht, bevor die Vergleichsländer betrachtet werden. Die Analyse baut dabei auf den in Kapitel 4 dargestellten Verbrauchsstrukturen auf.

### 7.1 Deutschland

Den einzelnen Energieträgern kommt in Deutschland je nach Bereich des Verbrauchs eine sehr unterschiedliche Bedeutung zu (Tabelle 7-1). Im Primärenergieverbrauch als übergreifende Kategorie kommen Erdöl (30,3 Prozent) und Erdgas (24,0 Prozent) auf die höchsten Anteile. Kohle liegt mit einem Gesamtanteil von 22,4 Prozent knapp dahinter. In der Darstellung wird zwischen Braunkohle (12,0 Prozent) und Steinkohle (10,4 Prozent) unterschieden, um dem unterschiedlichen Versorgungsrisiko der Varianten Rechnung zu tragen. Erdölprodukte erreichen einen Anteil von 2,5 Prozent. Insgesamt machen die fossilen Energieträger knapp 80 Prozent des Primärenergieverbrauchs aus. Der restliche Anteil entfällt überwiegend auf die erneuerbaren Energien und die Kernenergie.<sup>2</sup>

Im Verkehrssektor dominieren die Erdölprodukte (92,9 Prozent). In der Stromerzeugung erreicht im Jahr 2018 die Braunkohle mit einem Anteil von 22,3 Prozent den größten Anteil unter den fossilen Energieträgern. Erdgas (13,2 Prozent) und Steinkohle (13,0 Prozent) liegen praktisch gleichauf, während Erdöl und Erdölprodukte keine Rolle spielen. Insgesamt tragen die fossilen Energieträger nur noch zu knapp der Hälfte der Stromerzeugung in Deutschland bei. Im Wärmebereich ist Erdgas (49,1 Prozent) der wichtigste Energieträger, gefolgt von Steinkohle (21,0 Prozent) und Braunkohle (5,1 Prozent).

---

<sup>2</sup> Die Risikobewertung dieser Energieträger mit Hilfe des Energie-Rohstoff-Risiko-Index erfolgt nur unvollständig. Deshalb bleiben diese Energieträger an dieser Stelle unberücksichtigt.

**Tabelle 7-1: Energieversorgungsrisiken – Deutschland**

Verbrauchsstruktur und verwendungsspezifisches Risiko

		Erdöl	Erdöl- produkte	Erdgas	Stein- kohle	Braun- kohle	Summe
Verwendung	Primärenergieverbrauch	30,3	2,5	24,0	10,4	12,0	<b>79,2</b>
	Verkehr	0	92,9	0,8	0	0	<b>93,7</b>
	Stromerzeugung	0	0,8	13,2	13,0	22,3	<b>49,3</b>
	Fernwärme	0	0,8	49,1	21,0	5,1	<b>76,0</b>
<b>Rohstoffrisiko</b>		<b>60,8</b>	<b>52,5</b>	<b>67,9</b>	<b>47,2</b>	<b>21,5</b>	
Verwendungs- risiko	Primärenergieverbrauch	23,3	1,6	20,5	6,2	3,2	<b>54,9</b>
	Verkehr	0	52,1	0,6	0	0	<b>52,7</b>
	Stromerzeugung	0	0,9	18,2	12,4	9,7	<b>41,2</b>
	Fernwärme	0	0,5	43,9	13,1	1,4	<b>58,9</b>

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

Über die Multiplikation der Verbrauchsanteile mit den Risiko-Indexwerten lässt sich das Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen für den Primärenergieverbrauch in Deutschland bestimmen und mit den einzelnen Verwendungsbereichen vergleichen. Für den Primärenergieverbrauch ergibt sich so ein Risikowert von 54,9. Erdöl und Erdgas sind wegen ihrer hohen Anteile am Primärenergieverbrauch und ihres hohen Rohstoffrisikos die Haupttreiber. Gemeinsam sind sie für 43,8 der 54,9 Risiko-Indexpunkte verantwortlich. Der Beitrag von Steinkohle (Risikoindex: 6,2) und Braunkohle (Risikoindex: 3,2) zum Verwendungsrisiko ist deutlich geringer, im Falle der Braunkohle ist dies vor allem dem geringen Risikowert geschuldet.

Das gesamte Risiko des Primärenergieverbrauchs würde geringer ausfallen, wenn die Risikowerte einzelner Energieträger (Rohstoffrisiko) niedriger oder die Anteile der risikoarmen Energieträger höher lägen. Allerdings wären in beiden Bereichen jeweils umfangreiche Änderungen notwendig. Um den Risikowert des Primärenergieverbrauchs beispielsweise um rund fünf Punkte auf einen Wert von 50 zu reduzieren, müsste der Risikoindex für Erdgas von 67,9 auf 51 Punkte sinken oder der Verbrauchsanteil der Braunkohle zu Lasten von Erdgas auf 20,5 Prozent steigen.

Entsprechend dieser Logik weichen die Risikowerte der anderen Verwendungsbereiche vom Risiko des Primärenergieverbrauchs ab:

- Das Versorgungsrisiko für den Verkehr liegt bei 52,7 und wird vom Versorgungsrisiko bei den Erdölprodukten bestimmt.
- In der Stromerzeugung liegt das Risiko mit 41,2 deutlich unter dem Versorgungsrisiko des Primärenergieverbrauchs. Dies lässt sich damit erklären, dass die Rohstoffe mit hohem Versorgungsrisiko entweder keine (Erdöl) oder eine vergleichsweise geringe (Erdgas) Anwendung finden. Die risikoarme Braunkohle wird dagegen umso stärker eingesetzt.
- In der Fernwärmeerzeugung ist das Risiko dagegen größer. Zwar wird auch hier kein Erdöl eingesetzt, jedoch erhöhen die hohen Anteile von Erdgas und der ebenfalls risikobehafteten Steinkohle das Versorgungsrisiko in diesem Bereich.

## 7.2 Frankreich

Im Vergleich zu Deutschland deckt Frankreich einen deutlich geringeren Anteil seines Primärenergieverbrauchs mithilfe fossiler Energieträger (Tabelle 7-2), deren Anteil insgesamt nur bei 47,2 Prozent liegt (Deutschland: 79,2 Prozent). Dies ist der hohen Relevanz der Kernenergie geschuldet, die in Frankreich mehr als 40 Prozent des Primärenergieverbrauchs ausmacht. Die herausgehobene Stellung der Kernenergie spiegelt sich vor allem in der Stromerzeugung wider, wo der Anteil fossiler Brennstoffe bei lediglich 7,8 Prozent liegt (Deutschland: 49,3 Prozent). Die wichtigsten fossilen Energieträger für den Primärenergieverbrauch sind Erdöl und Erdgas. Kohle ist über alle Verwendungsbereiche hinweg nur von geringer Bedeutung; der gemeinsame Anteil von Stein- und Braunkohle am Primärenergieverbrauch liegt in Frankreich (3,5 Prozent) deutlich unter dem Niveau in Deutschland (22,4 Prozent).

Insgesamt liegt das verwendungsspezifische Risiko in Frankreich auf einem ähnlichen Niveau wie in Deutschland. Eine Ausnahme bildet die Stromerzeugung, die in Frankreich (Risikoindex: 59,8) einem deutlich höheren Risiko unterliegt als in Deutschland (Risikoindex: 41,2). Dies ist darauf zurückzuführen, dass in Frankreich Erdgas der wichtigste fossile Energieträger für die Stromerzeugung ist und dieser gleichzeitig ein vergleichsweise hohes Versorgungsrisiko aufweist (Frankreich: 64,5; Deutschland: 67,9). Allerdings beschränkt sich das festgestellte Risiko in der Stromerzeugung auf die fossilen Energieträger, die in Frankreich lediglich für 7,8 Prozent der Stromerzeugung verantwortlich sind (Deutschland: 49,3 Prozent). Wird die Analyse im Bereich der Primärenergieverbrauchs sowie der Stromerzeugung auf die Kernenergie ausgeweitet, sinkt das Risiko Frankreichs deutlich und lässt Frankreich näher an Deutschland heranrücken (siehe unten).

**Tabelle 7-2: Energieversorgungsrisiken – Frankreich**

Verbrauchsstruktur und verwendungsspezifisches Risiko

		Erdöl	Erdöl- produkte	Erdgas	Stein- kohle	Braun- kohle	Summe
Verwendung	Primärenergieverbrauch	22,6	6,2	14,9	3,5	0	<b>47,2</b>
	Verkehr	0	90,2	0,3	0	0	<b>90,5</b>
	Stromerzeugung	0	1,0	5,3	1,5	0	<b>7,8</b>
	Fernwärme	0	4,8	35,8	3,2	0	<b>43,8</b>
<b>Rohstoffrisiko</b>		<b>60,1</b>	<b>52,5</b>	<b>64,5</b>	<b>47,7</b>	<b>41,2</b>	
Verwendungs- risiko	Primärenergieverbrauch	28,7	6,9	20,4	3,5	0	<b>59,6</b>
	Verkehr	0	52,3	0,2	0	0	<b>52,5</b>
	Stromerzeugung	0	7,0	43,9	8,9	0	<b>59,8</b>
	Fernwärme	0	5,8	52,8	3,4	0	<b>62,0</b>

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

Frankreich nimmt im internationalen Vergleich aufgrund seiner starken Ausrichtung auf die Kernenergie eine Sonderstellung ein. Um dieser nationalen Besonderheit Rechnung zu tragen, wird die vorstehende Analyse der fossilen Energieträger für den Fall Frankreichs im Folgenden auf den Energieträger Uran ausgeweitet. In Tabelle 7-3 sind indikativ die Versorgungsrisiken dargestellt, die sich unter Berücksichtigung von Uran als Energieträger ergeben. Auf die Probleme der Vergleichbarkeit wurde bereits am Ende von Kapitel 6.2 hingewiesen.

Uran stellt für die Stromerzeugung Frankreichs den mit Abstand wichtigsten Energieträger dar (71,6 Prozent). Bei einer Berücksichtigung von Uran sinken die Mengenanteile der fossilen Energieträger signifikant. Diese Veränderung schlägt sich wiederum in den verwendungsspezifischen Risikobeiträgen nieder. So sinkt allein der Risikobeitrag von Erdgas in der Stromerzeugung aufgrund des geringeren Mengenanteils von 43,9 auf 4,3. Insgesamt geht der Risikobeitrag der fossilen Energieträger um 53,9 Indexpunkte zurück. Demgegenüber steht der zusätzliche Risikobeitrag, der sich aus der Berücksichtigung von Uran ergibt. Dieser fällt mit 45,1 jedoch relativ gering aus, was dem vergleichsweise niedrigen Rohstoffrisiko von Uran geschuldet ist (Risikoindex Uran: 50,0; Risikoindex Erdgas: 64,5). Insgesamt ergibt sich durch die Berücksichtigung von Uran deshalb ein niedrigeres Verwendungsrisiko für die Stromerzeugung (mit Uran: 51,0; ohne Uran: 59,8). Aufgrund der hohen Bedeutung der Stromerzeugung für den Energieverbrauch zeigt sich dieser Effekt in abgeschwächter Form auch für den Primärenergieverbrauch.

**Tabelle 7-3: Bedeutung von Uran für die französische Stromerzeugung**

Verbrauchsstruktur und verwendungsspezifisches Risiko

		Erdöl	Erdöl- prod.	Erdgas	Stein- kohle	Braun- kohle	Uran	Summe
Verwendung	Primärenergieverbrauch	22,6	6,2	14,9	3,5	0	43,7	<b>90,9</b>
	Stromerzeugung	0	1,0	5,3	1,5	0	71,6	<b>79,4</b>
<b>Risikoindex nach Rohstoffen</b>		<b>60,1</b>	<b>52,5</b>	<b>64,5</b>	<b>47,7</b>	<b>41,2</b>	<b>50,0</b>	
Verwendungs- risiko	Primärenergieverbrauch	14,9	3,6	10,6	1,8	0,0	24,0	<b>55,0</b>
	Stromerzeugung	0	0,7	4,3	0,9	0,0	45,1	<b>51,0</b>

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

### 7.3 Italien

Italien deckt einen ähnlich hohen Anteil seines Primärenergieverbrauchs mithilfe fossiler Energieträger wie Deutschland (Tabelle 7-4). Der Anteil fossiler Energieträger liegt in Italien insgesamt bei 78,9 Prozent (Deutschland: 79,2 Prozent). Im Vergleich zu Deutschland setzt Italien jedoch stärker auf Erdöl und Erdgas. Erdöl verzeichnet mit 46,0 Prozent den höchsten Anteil am italienischen Primärenergieverbrauch (Deutschland: 30,3 Prozent). Bei der Erzeugung von Strom und Fernwärme ist hingegen Erdgas der dominierende Energieträger. Erdgas macht 44,6 Prozent der Stromerzeugung aus, im Bereich der Fernwärmeerzeugung erreicht Erdgas sogar einen Anteil von 64,4 Prozent. Im Vergleich zu Deutschland fällt in Italien die Bedeutung der Kohle über alle Verwendungsbereiche hinweg deutlich geringer aus.

Die Rohstoffrisiken unterscheiden sich zwischen Italien und Deutschland nur unwesentlich. Risikounterschiede in den Verwendungsbereichen sind somit vor allem das Ergebnis der dargestellten unterschiedlichen Verwendungsstrukturen. Der Primärenergieverbrauch ist in Italien (Risikoindex: 63,7) deutlich risikobehafteter als in Deutschland (Risikoindex: 54,9). Dies ist im Wesentlichen dem höheren Anteil von Erdöl und Erdgas geschuldet. Beide Energieträger bringen grundsätzlich höhere Risiken in die Gesamtbetrachtung ein als Kohle, die in Deutschland eine wichtigere Rolle spielt. Bei der Erzeugung von Strom und Fernwärme weist Italien ebenfalls ein deutlich höheres Risiko auf. In beiden Bereichen stellt Erdgas den wesentlichen Risikotreiber dar.

**Tabelle 7-4: Energieversorgungsrisiken – Italien**

Verbrauchsstruktur und verwendungsspezifisches Risiko

		Erdöl	Erdöl- produkte	Erdgas	Stein- kohle	Braun- kohle	Summe
Verwendung	Primärenergieverbrauch	46,0	-12,2	39,5	5,5	–	<b>78,9</b>
	Verkehr	0	90,6	3,1	0	–	<b>93,7</b>
	Stromerzeugung	0	3,8	44,6	9,9	–	<b>58,3</b>
	Fernwärme	0	13,9	64,4	0,8	–	<b>79,1</b>
<b>Rohstoffrisiko</b>		<b>59,7</b>	<b>50,2</b>	<b>66,4</b>	<b>48,7</b>	–	
Verwendungs- risiko	Primärenergieverbrauch	34,8	-7,8	33,3	3,4	–	<b>63,7</b>
	Verkehr	0	48,9	2,2	0	–	<b>51,1</b>
	Stromerzeugung	0	3,3	50,8	8,3	–	<b>62,4</b>
	Fernwärme	0	8,9	54,1	0,5	–	<b>63,5</b>

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

## 7.4 Vereinigtes Königreich

Fossile Energieträger haben im Hinblick auf den Primärenergieverbrauch im Vereinigten Königreich eine ähnlich hohe Bedeutung wie in Deutschland (Tabelle 7-5). Die Gesamtanteile fossiler Energieträger liegen in beiden Ländern auf einem vergleichbaren Niveau (Vereinigtes Königreich: 77,4 Prozent; Deutschland: 79,2 Prozent), jedoch unterscheiden sich die Anteile der einzelnen Rohstoffe mitunter deutlich. Im Vereinigten Königreich spielen sowohl Erdöl als auch Erdgas eine wichtigere Rolle als in Deutschland. Im Gegenzug wird weniger Kohle verwendet. Ein ähnliches Bild zeigt sich in Bezug auf die Stromerzeugung. Hier wird relativ betrachtet mehr Erdgas und weniger Kohle eingesetzt. Noch stärker fällt die Dominanz von Erdgas bei der Erzeugung von Fernwärme (90,8 Prozent) aus.

Die hohe Bedeutung von Erdgas wirkt sich auch auf die Risikostruktur des Vereinigten Königreichs aus. So weist der Primärenergieverbrauch im Vereinigten Königreich (Risikoindex: 58,8) ein höheres Risiko als in Deutschland (Risikoindex: 54,9) auf. Insgesamt wiegt der höhere Anteil von Erdgas am Verbrauch schwerer als das geringere Rohstoffrisiko von Erdgas im Vereinigten Königreich. Auch bei der Stromerzeugung führt der hohe Anteil von Erdgas zu einem höheren Gesamtrisiko. In Deutschland wird ein größerer Anteil Strom aus Kohle erzeugt, die per se ein geringeres Rohstoffrisiko als Erdgas birgt.

**Tabelle 7-5: Energieversorgungsrisiken – Vereinigtes Königreich**

Verbrauchsstruktur und verwendungsspezifisches Risiko

		Erdöl	Erdöl- produkte	Erdgas	Stein- kohle	Braun- kohle	Summe
Verwendung	Primärenergieverbrauch	34,9	-0,4	38,7	4,2	–	<b>77,4</b>
	Verkehr	0	95,8	0	0	–	<b>95,9</b>
	Stromerzeugung	0	0,3	40,1	5,1	–	<b>45,5</b>
	Fernwärme	0	1,8	90,8	0,1	–	<b>92,7</b>
<b>Rohstoffrisiko</b>		<b>58,4</b>	<b>53,5</b>	<b>60,5</b>	<b>45,4</b>	–	
Verwendungs- risiko	Primärenergieverbrauch	26,4	-0,3	30,2	2,5	–	<b>58,8</b>
	Verkehr	0	53,5	0	0	–	<b>53,5</b>
	Stromerzeugung	0	0,4	53,2	5,1	–	<b>58,7</b>
	Fernwärme	0	1,1	59,2	0,1	–	<b>60,3</b>

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

## 7.5 USA

Der Primärenergieverbrauch hängt in den USA (82,1 Prozent) und in Deutschland (79,2 Prozent) in ähnlichem Ausmaß von fossilen Energieträgern ab (Tabelle 7-6). Allerdings spielen in den USA Erdöl und Erdgas eine wichtigere Rolle als in Deutschland, Stein- und Braunkohle werden hingegen in geringerem Maße eingesetzt. Im Vergleich zu Deutschland ist in den USA bei der Erzeugung von Strom und Fernwärme Erdgas deutlich stärker vertreten. So liegt in den USA der Erdgasanteil an der Stromerzeugung bei 34,3 Prozent, während in Deutschland nur 13,2 Prozent erreicht werden. Im Verkehrsbereich setzen die USA hingegen wie alle anderen Vergleichsländer stark auf Erdölprodukte.

Die Ausbeutung eigener Rohstoffvorkommen mindert die Rohstoffrisiken der USA signifikant (vgl. Kapitel 6.2). Diese sind bei allen Rohstoffen – mit Ausnahme der Braunkohle – geringer als in Deutschland. Die geringeren Rohstoffrisiken spiegeln sich auch in den adjustierten Risiken in den einzelnen Verwendungsbereichen wider. In den Bereichen Primärenergieverbrauch, Verkehr und Fernwärme fällt das Verwendungsrisiko der USA im Vergleich zu Deutschland geringer aus. Einzig im Bereich der Stromerzeugung liegt das Verwendungsrisiko der USA leicht über dem Niveau Deutschlands. Hier macht sich der relativ hohe Erdgasanteil bemerkbar, der die vergleichsweise geringen Verwendungsrisiken bei Stein- und Braunkohle überkompensiert.

**Tabelle 7-6: Energieversorgungsrisiken – USA**

Verbrauchsstruktur und verwendungsspezifisches Risiko

		Erdöl	Erdöl- produkte	Erdgas	Stein- kohle	Braun- kohle	Summe
Verwendung	Primärenergieverbrauch	44,4	-8,5	31,8	7,0	7,4	<b>82,1</b>
	Verkehr	0	90,6	3,4	0	0	<b>94,0</b>
	Stromerzeugung	0	1,0	34,3	11,9	16,7	<b>63,8</b>
	Fernwärme	0	6,7	75,5	6,4	0,2	<b>88,8</b>
<b>Rohstoffrisiko</b>		<b>50,8</b>	<b>46,4</b>	<b>51,8</b>	<b>33,3</b>	<b>30,1</b>	
Verwendungs- risiko	Primärenergieverbrauch	27,5	-4,8	20,0	2,9	2,7	<b>48,3</b>
	Verkehr	0	44,7	1,9	0	0	<b>46,6</b>
	Stromerzeugung	0	0,7	27,8	6,2	7,9	<b>42,6</b>
	Fernwärme	0	3,5	44,0	2,4	0,1	<b>50,0</b>

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

## 7.6 Japan

Der Primärenergieverbrauch Japans hängt im Vergleich zu Deutschland stärker vom Einsatz fossiler Energieträger ab (Tabelle 7-7). Ihr Anteil liegt in Japan insgesamt bei 88,9 Prozent (Deutschland: 79,2 Prozent). Dies ist vor allem dem höheren Anteil von Erdöl und Erdölprodukten geschuldet. Der Anteil der Steinkohle fällt in Japan ebenfalls höher aus, allerdings wird hier keine Braunkohle verwendet. Mit 26,9 Prozent liegt der Anteil der Steinkohle dennoch über dem aggregierten Anteil der Kohle in Deutschland (22,4 Prozent). Auch bei der Stromerzeugung ist in Japan ein höherer Anteil fossiler Brennstoffe festzustellen als in Deutschland. Strom wird hauptsächlich aus Erdgas und Steinkohle erzeugt, bei der Erzeugung von Fernwärme wird hingegen vollständig auf Kohle verzichtet (Deutschland: 26,1 Prozent).

Die Struktur des Versorgungsrisikos beim Primärenergieverbrauch unterscheidet sich in zwei Punkten zwischen Japan und Deutschland. Zunächst fällt auf, dass die Versorgung Japans mit Erdgas weitaus weniger risikobehaftet ist. Dies schlägt sich in einem geringeren Risikobeitrag nieder. Dem stehen ein deutlich höherer Anteil der Steinkohle am Rohstoffmix und ein entsprechend höherer Risikobeitrag gegenüber. Beide Effekte gleichen sich in der Gesamtbetrachtung jedoch weitgehend aus. Im Bereich der Stromerzeugung fallen die Länderunterschiede auf der Verwendungsebene deutlich stärker aus. Japan weist ein bedeutend höheres Risiko auf, da hier die Anteile von Erdgas (+22,2 Prozent Unterschied) und Steinkohle (+15,9 Prozent Unterschied) höher sind und die Rohstoffrisiken entsprechend stärker in die Gesamtbetrachtung eingehen.

### Tabelle 7-7: Energieversorgungsrisiken – Japan

Verbrauchsstruktur und verwendungsspezifisches Risiko

		Erdöl	Erdöl- produkte	Erdgas	Stein- kohle	Braun- kohle	Summe
Verwendung	Primärenergieverbrauch	35,8	3,4	22,7	26,9	–	<b>88,9</b>
	Verkehr	0	97,2	0,1	0	–	<b>97,3</b>
	Stromerzeugung	0,3	4,9	35,4	28,9	–	<b>69,5</b>
	Fernwärme	0	0,9	66,3	0	–	<b>67,2</b>
<b>Rohstoffrisiko</b>		<b>59,0</b>	<b>49,6</b>	<b>54,6</b>	<b>46,6</b>	–	
Verwendungs- risiko	Primärenergieverbrauch	23,7	1,9	14,0	14,1	–	<b>53,8</b>
	Verkehr	0	49,6	0	0	–	<b>49,6</b>
	Stromerzeugung	0,2	3,5	27,8	19,4	–	<b>50,9</b>
	Fernwärme	0	0,7	53,8	0	–	<b>54,5</b>

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

## 7.7 China

Die Volksrepublik China deckt mit 88,6 Prozent einen hohen Anteil ihres Primärenergieverbrauchs mithilfe fossiler Energieträger (Tabelle 7-8). Im Ländervergleich ist nur in Japan die Dominanz der fossilen Energieträger (geringfügig) stärker ausgeprägt. Der für China mit Abstand wichtigste Rohstoff ist die Steinkohle, die 60,8 Prozent des Primärenergieverbrauchs deckt. Der gemeinsame Anteil von Erdöl und Erdgas am Primärenergieverbrauch liegt lediglich bei 25,6 Prozent (Deutschland: 54,3 Prozent). Auch bei der Erzeugung von Strom und Fernwärme spielt die Steinkohle eine herausragende Rolle. Im Vergleich zu Deutschland fällt auch deshalb der Anteil der fossilen Energieträger bei der Stromerzeugung (+20,1 Prozentpunkte) und bei der Fernwärme (+16,9 Prozentpunkte) deutlich höher aus.

Die betrachteten Verwendungsbereiche profitieren in China im internationalen Vergleich von zwei Effekten. Zum einen verfügt China ähnlich wie die USA über reichhaltige Rohstoffvorkommen und ist nur in geringem Maße auf Importe angewiesen (vgl. Kapitel 6.2). Die Rohstoffrisiken Chinas fallen dementsprechend relativ gering aus. Zum anderen setzt China außerhalb des Verkehrsbereichs stark auf Steinkohle, die im Vergleich zu Erdöl und Erdgas als weniger riskant einzustufen ist. Beide Effekte wirken sich mindernd auf die Risiken in den verschiedenen Verwendungsbereichen aus. Lediglich im Bereich der Stromerzeugung weist China (Risikoindex: 42,6) ein geringfügig höheres Risiko als Deutschland (Risikoindex: 41,0) auf.

**Tabelle 7-8: Energieversorgungsrisiken – China**

Verbrauchsstruktur und verwendungsspezifisches Risiko

		Erdöl	Erdöl- produkte	Erdgas	Stein- kohle	Braun- kohle	Summe
Verwendung	Primärenergieverbrauch	19,2	-0,7	6,4	60,8	2,9	<b>88,6</b>
	Verkehr	0	89,7	6,2	0	0	<b>95,9</b>
	Stromerzeugung	0	0,1	2,8	63,5	3,0	<b>69,4</b>
	Fernwärme	0	3,3	11,0	74,4	3,5	<b>92,2</b>
<b>Rohstoffrisiko</b>		<b>56,3</b>	<b>47,9</b>	<b>54,0</b>	<b>42,1</b>	<b>42,4</b>	
Verwendungs- risiko	Primärenergieverbrauch	12,2	-0,4	3,9	28,9	1,4	<b>46,0</b>
	Verkehr	0	44,8	3,5	0	0	<b>48,2</b>
	Stromerzeugung	0	0,1	2,2	38,5	1,8	<b>42,6</b>
	Fernwärme	0	1,7	6,4	34,0	1,6	<b>43,8</b>

Angaben zur Verteilung der Kohlenverwendung auf Braun- und Steinkohle geschätzt.

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

## 7.8 Zeitliche Entwicklung

In Kapitel 7.1 wurden die Rohstoffrisiken für Deutschland und sechs Vergleichsländer in verschiedenen Verwendungsbereichen analysiert. Im Folgenden werden diese Befunde nun den Ergebnissen der Vorgängerstudie (Schaefer et al., 2015) gegenübergestellt, um die zeitliche Entwicklung der verwendungsspezifischen Risiken nachzuzeichnen. Der zeitliche Vergleich beschränkt sich dabei auf diejenigen Verwendungsbereiche und Vergleichsländer, die bereits in der Vorgängerstudie betrachtet wurden.

Tabelle 7-9 gibt einen Überblick über die Veränderung des verwendungsspezifischen Risikos in Deutschland und in den Vergleichsländern zwischen 2015 und 2020. Insgesamt fallen die Veränderungen über alle Länder hinweg moderat aus. In Deutschland, Italien und China ist in allen drei betrachteten Verwendungsbereichen ein Anstieg des Risikos zu beobachten. In Frankreich und in den USA ist die Entwicklung hingegen uneinheitlich. Lediglich Japan kann einen Rückgang des Risikos in allen Verwendungsbereichen verzeichnen.

### Tabelle 7-9: Zeitliche Entwicklung des Versorgungsrisikos im Ländervergleich

Risiko nach Verwendungsbereichen, Veränderung zwischen 2015 und 2020 in Indexpunkten

	Deutschland	Frankreich	Italien	USA	Japan	China
Primärenergieverbrauch	+1,8	-0,3	+1,7	+0,1	-2,0	+1,6
Stromerzeugung	+5,7	+3,9	+1,8	+3,0	-2,9	+1,8
Fernwärme	+2,5	-1,2	+0,3	-2,2	-4,9	+2,5

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020); Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

Das verwendungsspezifische Risiko hängt zum einen von der Bedeutung der einzelnen Rohstoffe im jeweiligen Verwendungsbereich (Mengenanteile) und zum anderen von den länderspezifischen Rohstoffrisiken ab (vgl. Kapitel 0). Beide Risikokomponenten haben sich aus der Perspektive Deutschlands zwischen 2015 und 2020 wie folgt verändert:

- Der gesamte Anteil der fossilen Energieträger am Primärenergieverbrauch (-0,7 Prozentpunkte) sowie an der Wärmerzeugung (-2,0 Prozentpunkte) hat sich nur geringfügig verringert. In der Stromerzeugung haben die fossilen Energieträger hingegen stark an Bedeutung verloren. Der Rückgang von 57,9 Prozent im Jahr 2015 auf aktuell 49,3 Prozent ist vor allem das Resultat der gestiegenen Bedeutung der Erneuerbaren Energien.
- Das länderspezifische Rohstoffrisiko von Erdgas (-0,6 Indexpunkte) und Erdöl (-2,6 Indexpunkte) bewegt sich aktuell auf einem niedrigeren Niveau als 2015. Bei allen anderen Energieträgern ist hingegen eine Zunahme des Risikos zu beobachten, wobei die

Braunkohle absolut betrachtet den höchsten Risikoanstieg verzeichnet (+9,7 Indexpunkte). Braunkohle bleibt aber mit Abstand der Rohstoff mit dem geringsten Versorgungsrisiko. Der ausschlaggebende Grund für den Risikoanstieg bei der Braunkohle sind die moderat gestiegenen Erzeugerpreise für Braunkohlenprodukte vor dem Hintergrund eines teilweise deutlichen Rückgangs der Preise für international gehandelte Energieträger seit dem Jahr 2010. Die ausgeprägte vertikale Integration zwischen Braunkohletagebau und -verstromung reduziert das faktische Preisrisiko deutlich.

Die beschriebenen Veränderungen im Hinblick auf Mengenanteile und Rohstoffrisiken schlagen sich der Architektur des Energie-Rohstoff-Risiko-Index (ERRI) entsprechend in den verwendungsspezifischen Risiken nieder, die sich für Deutschland zwischen 2015 und 2020 folgendermaßen entwickelt haben:

- Beim Primärenergieverbrauch ist ein geringfügiger Anstieg des Risikos (+1,8 Indexpunkte) zu beobachten, da sich die Mengenanteile und länderspezifischen Risiken der Energieträger wie bereits beschrieben im Zeitablauf kaum verändert haben. Insgesamt überwiegen die im Vergleich zu 2015 gestiegenen Risikobeiträge von Erdölprodukten, Erdgas und Braunkohle die gesunkenen Risikobeiträge von Erdöl und Steinkohle. Insbesondere im Vergleich zur Stromerzeugung fallen diese Veränderungen jedoch moderat aus.
- Im Bereich der Stromerzeugung ist insgesamt ein Risikoanstieg um 5,7 Indexpunkte zu beobachten (2015: 35,5; 2020: 41,2). Diese Zunahme ist im Wesentlichen dem gestiegenen Risikobeitrag von Erdgas (+3,0 Indexpunkte) und Braunkohle (+4,5 Indexpunkte) geschuldet. Bei Erdgas ist das Rohstoffrisiko zwar gesunken, der für die Risikobewertung relevante Anteil von Erdgas an den fossilen Energieträgern ist jedoch gewachsen. Im gestiegenen Risikobeitrag der Braunkohle spiegelt sich vor allem das aus der Preisentwicklung für Braunkohlenprodukte resultierende erhöhte Rohstoffrisiko wider. Diese Preisentwicklung ist für den Großteil der Stromerzeugung in vertikal integrierten Verbänden von Braunkohletagebau und -verstromung nicht relevant (vgl. Kapitel 6.2).
- Das Risiko im Bereich der Wärmeerzeugung hat im Vergleich zu 2015 um 2,5 Indexpunkte zugenommen. Dieser Zuwachs ist vor allem auf die gestiegene Bedeutung von Erdgas für die Wärmeerzeugung zurückzuführen; der Anteil von Erdgas an der Wärmeerzeugung stieg von 44,8 Prozent im Jahr 2015 auf aktuell 49,1 Prozent (+4,3 Prozentpunkte). Dieser Zuwachs wiegt in der Gesamtbetrachtung schwerer als der gleichzeitige Rückgang des Rohstoffrisikos bei Erdgas.

In den Vergleichsländern sind ebenfalls Veränderungen im Zeitablauf zu beobachten, die im Folgenden kurz zusammengefasst werden:

- In Frankreich ist das Risiko in den Bereichen Primärenergieverbrauch und Wärmeerzeugung leicht gesunken. Ein deutlicher Anstieg ist hingegen im Bereich der Stromerzeugung zu beobachten. Auslöser ist der gestiegene Risikobeitrag von Erdgas (+11,4 Indexpunkte), der wiederum auf einen höheren Mengenanteil von Erdgas zurückzuführen ist.

- Das Risiko Italiens ist in allen Verwendungsbereichen gestiegen. Ausschlaggebend für die Risikozunahme ist vor allem der Bedeutungszuwachs von Erdgas. Der Anteil von Erdgas hat zwischen 2015 und 2020 in allen Verwendungsbereichen zugenommen, während die Anteile der anderen fossilen Energieträger größtenteils rückläufig waren. Das gesunkene Rohstoffrisiko milderte den Wachstumseffekt bei Erdgas ab.
- In den USA ist der Risikozuwachs im Bereich der Stromerzeugung vor allem der gestiegenen Bedeutung von Erdgas geschuldet, die schwerer wog als das gleichzeitig gesunkene Rohstoffrisiko. In der Wärmeerzeugung hat sich das Risiko hingegen verringert. Ausschlaggebend hierfür ist vor allem der gesunkene Risikobeitrag der Steinkohle, der wiederum das Resultat geringerer Mengenanteile ist.
- Japan verzeichnete als einziges Land einen Rückgang des Risikos in allen Verwendungsbereichen. Die Rohstoffrisiken von Erdöl (-1,4 Indexpunkte) und Erdgas (-4,9 Indexpunkte) konnten deutlich reduziert werden. Erdöl, das in Japan aktuell das höchste Rohstoffrisiko birgt, wurde außerdem deutlich weniger zur Stromerzeugung eingesetzt, was sich auch positiv im Primärenergieverbrauch widerspiegelt.
- In China ist ähnlich wie in Deutschland und Italien das Risiko in allen Verwendungsbereichen angestiegen. Besonders betroffen ist die Wärmeerzeugung (+2,5 Indexpunkte). Der Risikobeitrag von Erdgas ist dort relativ stark gestiegen (+4,4 Indexpunkte). Darin äußert sich wiederum der starke Bedeutungszuwachs von Erdgas, der die Verringerung des länderspezifischen Rohstoffrisikos überkompensierte.

## 8 Anwendung auf Szenarien

### 8.1 Grundlage für die Szenarien

In den vorangegangenen Kapiteln 6 und 7 wurde die Herleitung des Energie-Rohstoff-Risiko-Index (ERRI) und seine Anwendung auf spezifische Verbrauchsfälle ähnlich wie in der Vorgängerstudie von Schaefer et al. (2015) dargestellt. Diese gegenwartsbezogene Darstellung hilft, einzelne Risikoquellen und ihre Bedeutung – zumindest relativ – zu benennen. In den Kapiteln 2 und 4 wurden bereits wesentliche Trends bei der Stromerzeugung auf Basis von international verfügbaren Szenariorechnungen wie beispielsweise IEA (2019a) beschrieben. Diese globalen Rechnungen geben einen guten Überblick, wie sich der Energiemix bei der Stromerzeugung grundsätzlich entwickeln wird. Allerdings werden hier teilweise grobe Annahmen getroffen, da eine Vielzahl von Ländern zu berücksichtigen ist. Für die folgende Szenariorechnung wird deswegen einerseits ein Blick auf die aktuellen politischen Rahmenbedingungen geworfen und andererseits auf die Szenariorechnungen von dena (2018) zurückgegriffen, welche eine sehr umfangreiche Trendszenarioanalyse mit drei Szenarien bis 2040 enthält. Neben einem Referenzszenario, das ohne Klimavorgaben historische und aktuelle Politik- und Technologieentwicklungen ambitioniert fortschreibt, wird in einem Elektrifizierungsszenario von einer weitgehenden Elektrifizierung sowie in einem Technologiemixszenario, von einer breiten Variation der

eingesetzten Technologien und Energieträger in den Endverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr bis 2050 ausgegangen. Da die dena-Studie bereits im Jahr 2018 veröffentlicht wurde, berücksichtigt sie allerdings noch nicht den seitdem beschlossenen Kohleausstieg bis 2038 in ihren Rechnungen. Deswegen werden eigene Szenarien entwickelt.

In diesem Kapitel wird mithilfe des Energie-Rohstoff-Risiko-Indexes untersucht, wie die Situation bei der Stromerzeugung in Abhängigkeit unterschiedlich ambitionierter THG-Minderungsziele in zehn beziehungsweise in 20 Jahren in Deutschland aussehen könnte. Dabei werden folgende drei Szenarien durchgespielt: ein Szenario noch mit Kohle für 2030 und zwei Szenarien ohne Kohle für 2040. Gemeinsam sind allen Szenarien ein starker Anstieg der Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energieträger und der Wegfall der Kernkraft bis 2022 sowie der Kohleausstieg bis 2038 gemäß den politischen Entscheidungen (Tabelle 8-1):

- Szenario 2030: ist eine Mischstrategie mit reduzierten Anteilen von Braun- und Steinkohle sowie einem gleichbleibenden Gasanteil und mit einem starken Fokus auf erneuerbare Energien. Als Grundlage wurde der Mittelwert für 2030 der drei verschiedenen Szenarien aus dena (2018) verwendet.
- Szenario 2040.1: ist eine Strategie, die überwiegend erneuerbare Energien nutzt und als Ergänzung stärker auf Erdgas setzt analog zum Elektrifizierungsszenario mit einem THG-Minderungsziel von 80 Prozent bis 2050 von dena (2018), so dass in diesem Szenario das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 nicht erreicht wird.
- Szenario 2040.2: ist eine Strategie, die fast komplett auf erneuerbare Energieträger setzt und bei den heutigen Erdgasanteilen bleiben wird. Diese entspricht am ehesten dem Technologiemiixszenario mit einem THG-Minderungsziel von 95 Prozent bis 2050 der dena (2018) und ist mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2050 vereinbar.

**Tabelle 8-1: Stromerzeugungsszenarien 2040: Energieträgereinsatz**

Angaben in Prozent der Bruttostromerzeugung

	Ist: 2018	Szenario 2030	Szenario 2040.1	Szenario 2040.2
Erdöl(-produkte)	0,8	0,0	0,0	0,0
Erdgas	13,2	12,0	25,0	10,0
Braunkohle	22,3	12,0	0,0	0,0
Steinkohle	13,0	6,0	0,0	0,0
Kernenergie	11,8	0,0	0,0	0,0
Erneuerbare	35,3	70,0	75,0	90,0
Sonstiges	3,6	0,0	0,0	0,0
	100,0	100,0	100,0	100,0

Quelle: IEA World Energy Balances, Edition 2019, Eigene Szenarien in Anlehnung an dena (2019), Berechnungen des IW

## 8.2 Anwendung des ERRI auf Szenarien der Stromerzeugung

Der Energie-Rohstoff-Risiko-Index bildet aufgrund der Datenverfügbarkeit den Status quo der Versorgungsrisiken bei fossilen Energieträgern ab. Um die zu erwartenden Versorgungsrisiken für die Szenarien des zukünftigen Energieverbrauchs genau abzubilden, müssten Prognosen für jeden einzelnen Indikator gebildet werden. Dies ist bei allen Indikatoren mit großen Unsicherheiten verbunden, bei der Abschätzung der (relativen) Länderrisiken praktisch unmöglich. Daher wird für die Bestimmung des ERRI für die Stromerzeugung in den Jahren 2030 und 2040 vereinfachend angenommen, dass sich die Gegebenheiten, die das Versorgungsrisiko bestimmen (Länderrisiko, Investorenrisiko, Importabhängigkeit, statische Reichweite), zumindest strukturell nur unwesentlich verändern.

Eine weitere Einschränkung der Aussagekraft besteht darin, dass für die erneuerbaren Energien – deren Bedeutung im Strommix erheblich zunehmen wird – die Vergleichbarkeit der Risikobewertung eingeschränkt ist. Stromerzeugung mit Windkraft und Photovoltaik ist ohne die Einfuhr von Energieträgern möglich. Sie hängt auch nicht von der stofflichen Verfügbarkeit endlicher Ressourcen ab. Importabhängigkeit, Länderrisiken und statische Reichweite spielen daher bei den erneuerbaren Energien keine Rolle. Die Preisrisiken ergeben sich ebenfalls nicht aus den Entwicklungen an internationalen Rohstoffmärkten.

Risiken der Stromerzeugung bestehen aber in anderen Kategorien, die wiederum für die fossilen Energieträger nur eine untergeordnete Rolle spielen. Zu nennen wären:

- Die kurzfristige Verfügbarkeit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen: Insbesondere die Erzeugung von Strom in Solar- und Windkraftanlagen ist witterungsabhängig. Für eine gesicherte kurzfristige Verfügbarkeit des Stroms aus erneuerbaren Energien ist daher die Speicherung des erzeugten Stroms wichtig – kurzfristig, aber auch saisonal. Mit dem heutigen Stand der Technik und der Speicherkapazitäten ist dies nicht in ausreichendem Maße möglich. Die Technologieentwicklung lässt erwarten, dass die Speicherung im Jahr 2040 deutlich besser und in deutlich größerem Umfang möglich sein wird. Aus heutiger Sicht kommen für die kurzfristige Speicherung zum Beispiel wiederaufladbare Batterien infrage. Für eine längerfristige Speicherung – etwa über die Jahreszeiten hinweg – oder für den Transport über lange Strecken steht die chemische Speicherung mittels Power-to-X-Technologien im Raum.
- Die Verfügbarkeit von inländischen Standorten für Solar- und Windkraftanlagen: Je nachdem wie sich der Stromverbrauch und die Anteile der in Solar- und Windkraftanlagen erzeugten Strommengen entwickeln, kann die Erzeugungskapazität in Deutschland an Grenzen der möglichen Flächennutzung stoßen. Um den Strom- bzw. Energiebedarf gleichwohl zu decken, dürfte entweder direkt Strom aus den Nachbarländern oder aber aus erneuerbarem Strom erzeugter Wasserstoff (als reiner H<sub>2</sub>, als synthetisches Methan oder als chemischer Energieträger (Ammoniak, Methanol)) importiert werden. Damit entstehen neue Versorgungsrisiken.
- Die Verfügbarkeit von Rohstoffen – zum Beispiel Silizium, Seltene Erden – die für die Konstruktion der Solarpanels und Windkraftanlagen benötigt werden: Der zunehmende Ausbau der Erzeugungskapazitäten kann hier auf Knappheiten an den Märkten für metallische und mineralische Rohstoffe stoßen. Dies gilt umso eher, je stärker diese Rohstoffe auch in anderen Branchen, wie zum Beispiel für Elektromotoren in Pkw nachgefragt werden.

Im Energie-Rohstoff-Risiko-Index wird der Aspekt der kurzfristigen Verfügbarkeit als zusätzliches Risikoelement mit aufgenommen. Hier lässt sich eine vergleichbare auf aktuellen Daten beruhende Metrik etablieren. Dazu wird für die erneuerbaren Energieträger (Photovoltaik, Windenergie offshore und onshore, Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse, Geothermie) der Anteil der gesicherten Erzeugungsleistung mit ihrem Anteil an der regenerativen Stromerzeugung gewichtet. Als Datenquellen dienen der Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz (50hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, 2020) und Angaben der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2020).

Die sich daraus ergebende Risikoverteilung für die Energieträger ist in Tabelle 8-2 dargestellt. Die Risikobewertung der fossilen Energieträger fällt im Vergleich zu den in Tabelle 6-4 dargestellten Werten in der Summe geringer aus. Dies liegt daran, dass eine neue Risikokomponente – die kurzfristige Verfügbarkeit – berücksichtigt wurde, bei der für die fossilen Energieträger kein Risiko besteht. Gleichzeitig wurden die Gewichte der anderen Risikofaktoren proportional vermindert, so dass sich keine Veränderung im relativen Risiko der fossilen Energieträger ergibt.

Da erneuerbare Energien derzeit ausschließlich als nationales Angebot bestehen, sind die Länder- und Importrisiken wie bei der Braunkohle gleich null. Das Preisrisiko bei den erneuerbaren Energien wurde mangels relevanter Marktdaten über die durchschnittlichen Kosten des erneuerbaren Stroms je kWh ermittelt. Die Schätzung ist damit am ehesten mit der Bestimmung der Braunkohlepreise über den Erzeugerpreisindex vergleichbar. Der resultierende Risikowert ist geringer, weil die Stromerzeugungskosten in erneuerbaren Energien in den vergangenen zehn Jahren zurückgingen. Als einziger Energieform wurde den erneuerbaren Energien ein relevantes Risiko für die kurzfristige Verfügbarkeit zugeordnet, das mit einem Wert von 80,5 auch deutlich im oberen Bereich der Werteskala liegt. Die erneuerbaren Energien erhalten im Ergebnis einen Risikowert von 15,9 – vergleichbar mit dem Risiko der Braunkohle.

Die in der Tabelle 8-2 dargestellte Risikobewertung lässt sich auf die Szenarien der Stromerzeugung anwenden. Um die Vergleichbarkeit zu erleichtern, wird auch der aktuelle Strommix mit dem um die erneuerbaren Energien erweiterten Risikoindex bewertet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 8-3 zusammengefasst.

Durch die Berücksichtigung der erneuerbaren Energien sinkt der Risikowert der Stromerzeugung für Deutschland im Jahr 2018 beträchtlich von 41,2 auf 27,8. Die Deutlichkeit der Risikominderung ergibt sich aus zwei Faktoren: einerseits aus dem geringen Rohstoffrisiko bei erneuerbaren Energien und andererseits an dem hohen Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung (35,3 Prozent).

In den Szenarien nimmt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung deutlich zu – auf 70 Prozent im Szenario 2030, auf 75 Prozent im Szenario 2040.1 sowie auf 90 Prozent im Szenario 2040.2. Dadurch ergibt sich automatisch eine Verringerung des Verwendungsrisikos, weil die erneuerbaren Energien jeweils Energieträger mit einem höheren Versorgungsrisiko ersetzen (Tabelle 8-3).

Es ist aber an dieser Stelle darauf hinzuweisen, dass die Verringerung des Versorgungsrisikos bei Energierohstoffen die Bedeutung der Umwandlungsprozesse in der Stromerzeugung verändert. Dies kann – nach heutigem Stand der Technik – mit einer Erhöhung der Risiken Versorgungssicherheit einher gehen (vgl. Kasten zu Beginn des Kapitels 6).

Im Szenario 2030 fällt das Verwendungsrisiko mit 23,3 am geringsten aus. Die Risikominderung resultiert aus der Substitution der Verwendung von risikobehafteten Energierohstoffen wie Erdgas und Steinkohle durch erneuerbare Energien. Zwar geht auch der Einsatz der Braunkohle zurück. Deren Verwendung wirkt aber in diesem Szenario risikomindernd.

Variationen der Verwendung zwischen Braunkohle und erneuerbaren Energien haben im Szenario 2030 praktisch keinen Einfluss auf das Verwendungsrisiko. Veränderungen in der Verwendung der fossilen Energieträger wirken jedoch risikomindernd, wenn der Einsatz der Braunkohle zu Lasten von Steinkohle oder Erdgas steigt. Umgekehrt steigt das Verwendungsrisiko, wenn der Einsatz von Steinkohle oder Erdgas zu Lasten der Braunkohle zunimmt.

**Tabelle 8-2: EERRI mit erneuerbaren Energien – Deutschland**

Indexwerte (0 – 100), Gewichtung in Prozent

	Gewichtung	Erdöl	Erdölprodukte	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle	Erneuerb. Energien
Drei-Länder-Konzentration	6,7%	57,7	80,5	98,2	67,8	0	0
Investorenrisiko	6,7%	42,2	18,8	29,4	29,1	0	0
Konflikt- risiko	6,7%	61,4	25,4	41,2	42,0	0	0
Statische Reichweite	20,0%	83,1	90,3	82,4	32,1	15,7	0
Preis- risiko	20,0%	63,8	63,8	36,6	55,8	64,8	39,3
Import- anteil	15,0%	97,4	38,0	100,0	94,3	0	0
Import- flexibilität	15,0%	0	0	100,0	0	0	0
Kurzfr. Ver- fügbarkeit	10,0%	0	0	0	0	0	80,5
<b>Nationaler In- dex mit EE</b>	<b>100,0%</b>	<b>54,7</b>	<b>44,8</b>	<b>65,0</b>	<b>41,0</b>	<b>16,1</b>	<b>15,9</b>

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020). Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

Demgegenüber steigt das Verwendungsrisiko im Szenario 2040.1 auf 28,2 deutlich an und liegt höher als beim Strommix 2018. Das höhere Risiko ergibt sich vor allem aus der Substitution von Braunkohle und Steinkohle durch Erdgas in der Stromerzeugung. Die weitere Zunahme des Anteils der erneuerbaren Energien wirkt dagegen risikomindernd im Hinblick auf die Versorgung mit Energierohstoffen. Der Verzicht auf den heimischen Energieträger Braunkohle erhöht die Risiken der Energieversorgung. In diesem Szenario wird das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 nicht erreicht.

Im Szenario 2040.2, mit dem dieses Klimaziel erreicht werden kann, verringert sich das Verwendungsrisiko gegenüber dem Szenario 2040.1 deutlich auf 20,8. Die Veränderung resultiert aus der Verringerung der Verwendung von Erdgas zugunsten eines stärkeren Einsatzes erneuerbarer Energien. Ein geringerer Verbrauch von Erdgas trägt also, wie der Vergleich der Szenarien 2040.1 und 2040.2 zeigt, nicht nur zur Erreichung der Klimaziele bei, sondern vermindert auch die Versorgungsrisiken bei Energierohstoffen. Ein eventuell notwendiger Import von erneuerbaren Energien mittels Wasserstoff würde die Versorgungsrisiken dagegen erhöhen.

**Tabelle 8-3: Risikobewertung des aktuellen Strommix und der Szenarien**

Verbrauchsstruktur und verwendungsspezifisches Risiko

		Erdöl	Erdöl- prod.	Erdgas	Stein- kohle	Braun- kohle	Ern. Energ.	Summe
Verwendung im	Strommix 2018	0	0,8	13,2	13,0	22,3	35,3	84,6
	Szenario 2030	0	0	12,0	6,0	12,0	70,0	100,0
	Szenario 2040.1	0	0	25,0	0	0	75,0	100,0
	Szenario 2040.2	0	0	10,0	0	0	90,0	100,0
<b>Nationaler Index mit EE</b>		<b>54,7</b>	<b>44,8</b>	<b>65,0</b>	<b>41,0</b>	<b>16,1</b>	<b>15,9</b>	
Verwendungs- risiko	Strommix 2018	0	0,4	10,2	6,3	4,3	6,6	27,8
	Szenario 2030	0	0	7,8	2,5	1,9	11,1	23,3
	Szenario 2040.1	0	0	16,3	0	0	11,9	28,2
	Szenario 2040.2	0	0	6,5	0	0	14,3	20,8

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult (2020). Ursprungsdaten: vgl. Tabelle 6-1

Diese Ergebnisse weisen eine hohe Konsistenz zu den Ergebnissen der Vorgängerstudie (Schaefer et al., 2015) auf. Auf die nur leichten Veränderungen der Risikobewertung der Energieträger und die Implikationen für die Verwendungsrisiken wurde zum Abschluss des Kapitels 7.8 hingewiesen. Die neuen Szenarien berücksichtigen die Veränderungen in der Energiepolitik seit 2015 – insbesondere den Kohleausstieg.

Auch in Schaefer et al. (2015, S. 97 ff.) wurde die risikomindernde Wirkung der Braunkohle für die Stromerzeugung gezeigt. Die vier dort publizierten Szenarien weisen eine sehr ähnliche Risikostruktur auf wie die hier vorliegenden Szenarien. Das Szenario mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien und einer deutlich wahrnehmbaren Rolle der Braunkohle („Szenario 1“) war mit dem geringsten Risiko verbunden. Das Szenario ohne Braunkohle und mit Erdgas und Steinkohle als fossilen Energieträgern („Szenario 4“) beinhaltete das höchste Verwendungsrisiko. Ähnlich wie bei den hier am nächsten liegenden Szenarien 2030 und 2040.1 waren die Verwendungsrisiken kleiner („Szenario 1“) und größer („Szenario 4“) als in der jeweils aktuellen Stromerzeugung.

Der Vergleich der hier vorliegenden Szenarien 2030, 2040.1 und 2040.2 zeigt, dass der Einsatz der Braunkohle entlang des Prozesses des Kohleausstiegs in Deutschland weiterhin einen bedeutenden Beitrag zur Verringerung der Verwendungsrisiken leisten kann. Im Vergleich der in den Szenarien zur Stromerzeugung eingesetzten drei fossilen Energieträger Erdgas, Steinkohle und Braunkohle weist die Braunkohle aus heutiger Sicht die geringsten Versorgungsrisiken auf.

Für die Interpretation der Risikowerte der Szenarien ist darüber hinaus von zentraler Bedeutung, dass sich die Risikostruktur der Stromerzeugung mit einem höheren Anteil erneuerbarer Energien grundsätzlich verändert. Die Darstellung der Versorgungsrisiken bei Energierohstoffen in den Szenarien erfolgt mit einem Index, der stark auf die Import-, Länder- und Preisrisiken bei Handel und Versorgung mit fossilen Energieträgern abstellt. Diese Betrachtungsweise bildet –

wie eingangs des Kapitels kurz dargestellt – die Versorgungsrisiken der erneuerbaren Energien nicht vollständig ab. Bei Anteilen der fossilen Energieträger von nur noch 10 bis 30 Prozent an der Stromerzeugung besteht das wesentliche Risiko nicht mehr in der Importverfügbarkeit der fossilen Energieträger.

Risikolos wird die Stromerzeugung dennoch nicht. Die Risiken bestehen dann stärker in den weiteren Aspekten der Versorgungssicherheit in der Stromerzeugung (vgl. Kasten zu Beginn des Kapitels 6). Zu den neuen Risiken und Herausforderungen für die Stromerzeugung, die im Energie-Rohstoff-Risiko-Index nicht abgebildet sind, zählen:

- die Frage, ob in Deutschland genügend regenerative Erzeugungskapazitäten zur Deckung des jährlichen Strom- und Energiebedarfs errichtet werden können,
- die Frage nach einer effizienten Speicherung von Strom, um die regenerative Stromerzeugung ausreichend auf die Stromnachfrage abstimmen zu können,
- die Frage, ob sich die Anreize für die Lieferanten von Erdgas zu einer strategischen Rohstoffpolitik verändern, wenn Erdgas der einzige relevante verbleibende fossile Energieträger im Strommix sein wird,
- die Frage, ob die Versorgung mit erneuerbaren Energien nicht auch zu einem relevanten Anteil mittels Importen von Power-to-X-basierten Energieträgern erfolgen wird.

Eine Möglichkeit, erneuerbare Energie international handelbar zu machen, besteht in der Umwandlung von regenerativ erzeugtem Strom in flüssige oder gasförmige Energieträger (Power-to-X). Die dena-Leitstudie (Deutsche Energie-Agentur, 2018) geht in den Szenarien für die Energieversorgung im Jahr 2050 von einem Importanteil bei Power-to-X von 16 bis 82 Prozent aus. Frontier (2018) skizziert für den World Economic Council (WEC) die Potenziale verschiedener beispielhafter Länder, zu relevanten Exporteuren von grünem Wasserstoff zu werden.

Denkbar ist, den Energie-Rohstoff-Risiko-Index auf die Versorgung mit grünem Wasserstoff anzuwenden. Es besteht aber derzeit noch völlige Unklarheit über die zukünftigen Versorgungsstrukturen in Deutschland. Produktion und Exporte von grünem Wasserstoff sind bisher ebenso wenig vorhanden wie Importkapazitäten in Deutschland.

Anhand der Annahmen in der dena-Leitstudie und in Frontier (2018) lassen sich dennoch einige Folgerungen mit Bezug auf den ERRI ableiten:

- In den Szenarien mit einem geringen Einsatz von Power-to-X geht die dena von geringen Importen aus, die überwiegend aus der EU gedeckt werden. Relevante Länderrisiken ergeben sich in diesen Szenarien nicht.
- In den Szenarien mit einem hohen Einsatz von Power-to-X geht die dena von hohen Importen aus, die überwiegend aus Nicht-EU-Ländern stammen. Die Bestimmung der Länderrisiken hängt in diesem Fall stark von der sich ergebenden Importstruktur ab.

- Frontier bescheinigt OECD-Ländern wie Chile, Australien oder Norwegen ein hohes Potenzial, sich zu Exporteuren von grünem Wasserstoff zu entwickeln. Konzentrieren sich zukünftige Importe auf diese Länder, bleiben die Länderrisiken nach heutiger Kenntnis vergleichsweise gering.
- Aber auch Länder wie Russland, Saudi-Arabien oder Marokko besitzen entsprechend der frontier-Studie das Potenzial und die Anreize, zu Exporteuren von grünem Wasserstoff zu werden. Hier ist nach heutigem Kenntnisstand mit Länderrisiken wie bei den Erdgas- oder Erdöl-Importen zu rechnen.
- Die Preisentwicklung bei grünem Wasserstoff lässt sich ebenfalls nur schwer prognostizieren. Im Vergleich zu den Rohstoffmärkten ist langfristig von einer eher geringen Volatilität auszugehen. Der anfangs hohe Investitionsaufwand und Kostendegressionen in sich entwickelnden neuen Technologien sprechen gegen einen mittelfristig starken Anstieg der Preise für grünen Wasserstoff. Steigt die Nachfrage nach grünem Wasserstoff jedoch schneller als die Produktion, kann dies zu steigenden Preisen führen. In anfangs kleinen Märkten ist die Gefahr von starken Preisschwankungen größer.
- Von einer Begrenzung der statischen Reichweite – wie bei einer begrenzten Ressource – kann nicht ausgegangen werden. Die stoffliche Verfügbarkeit wird von den technologisch bestimmten Produktionskapazitäten abhängen.

Zusammenfassend ergäben sich für die Importe grünen Wasserstoffs somit Versorgungsrisiken, die geringer ausfallen als bei Erdgas aber höher als bei den erneuerbaren Energien, wenn diese als rein heimischer Rohstoff verstanden werden. Von Preisentwicklung und statischer Reichweite gehen voraussichtlich keine nennenswerten Risiken aus. Die Länderrisiken hängen von der Importstruktur ab und sind mittelfristig – besonders zu Anfang der Entwicklung – gestaltbar.

Bezogen auf den ERRI für die Szenarien hieße dies, dass das Versorgungsrisiko in der Stromerzeugung tendenziell abnehme, wenn grüner Wasserstoff den Einsatz von Erdgas ersetze. Die Versorgungsrisiken nähmen dagegen tendenziell zu, wenn grüner Wasserstoff die als rein heimisch modellierten erneuerbaren Energien substituierte.

Grüner Wasserstoff kann aber einen wesentlichen Beitrag dazu leisten, die anderen im ERRI nicht abgebildeten Risiken der erneuerbaren Energien für die Versorgungssicherheit in der Stromerzeugung – gesicherte Leistung, Speicherung, begrenzte Erzeugungskapazitäten – abzumildern. Er kann auch einen wichtigen Beitrag zur Diversifizierung der Energieimporte leisten, wenn Kohle aus dem Energieträgermix entfernt wird.

Die Verstromung von Braunkohle leistet heute und in näherer Zukunft einen Beitrag zur Verminderung der Versorgungsrisiken beim Import von Energierohstoffen und zur Versorgungssicherheit in der Stromerzeugung. Diese doppelte Rolle entfällt durch die Transformation des Energiesystems im Kohleausstieg. Sie muss durch eine geeignete Mischung der Risiken bei der Versorgung und den Importen von Energierohstoffen sowie den Risiken in der Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien neu gefüllt werden.

## 9 Anhang: Berechnung des Energie-Rohstoff-Risiko-Index

Im Folgenden wird die Berechnung der einzelnen Komponenten des Energie-Rohstoff-Risiko-Index dargestellt. Eine Übersicht der verwendeten Abkürzungen findet sich in Tabelle 9-1.

### 9.1 Indikatoren

#### Länderrisiken

Die Länderrisiken der Rohstoffförderung und des Rohstoffbezugs werden in zwei Dimensionen – Investoren- und Konfliktrisiko – ermittelt. Auf Basis von Risikobewertungen aus der Literatur wird für jedes Land weltweit ein Indexwert für das Investoren- und Konfliktrisiko gebildet. Um diese Risiken auf die Rohstoffe zu beziehen, werden diese Risikowerte für die globale Komponente mit den weltweiten Produktionsanteilen und für die nationale Komponente mit den Importanteilen gewichtet. Daraus ergeben sich vier Risikomaße:

- Das globale Investorenrisiko ( $IR_{G,F}$ ) spiegelt die Investitionsrisiken wider, die mit der jeweiligen Rohstoffförderung verbunden sind. Dazu werden die länderspezifischen Risiken aus dem Index der Investorenrisiken mit den jeweiligen Länderanteilen an der Rohstoffförderung gewichtet:

$$IR_{G,F} = \sum_i \left[ \frac{x_{i,F}}{X_F} * IR_i \right]$$

- Die Bestimmung des länderspezifischen Investitionsrisikos ( $IR_{L,F}$ ) erfolgt analog zur Ermittlung des globalen Investorenrisikos. Es werden aber statt der Länderanteile an der Rohstoffförderung die Länderanteile an den Importen im Bezugsland zur Gewichtung verwendet:

$$IR_{L,F} = \sum_i \left[ \frac{y_{i,F}}{Y_F} * IR_i \right]$$

- Mit dem globalen und länderspezifischen Konfliktrisiko ( $KR_{G,F}$ ,  $KR_{L,F}$ ) sollen Risiken für die Versorgungssicherheit bewertet werden, die sich aus internen und internationalen politischen Risiken ergeben, denen die Förderländer ausgesetzt sind. Sie setzen sich analog zu dem Investorenrisiko aus den Förder- beziehungsweise Importanteilen und dem spezifischen Länderkonfliktrisiko ( $KR_i$ ) zusammen:

$$KR_{G,F} = \sum_i \left[ \frac{x_{i,F}}{X_F} * KR_i \right]$$

$$KR_{L,F} = \sum_i \left[ \frac{y_{i,F}}{Y_F} * KR_i \right]$$

Das Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen steigt, wenn die Förderung oder der Bezug sich auf wenige Länder konzentrieren. Um dieses Risiko im Index zu erfassen, werden zwei weitere Indikatoren gebildet. Die globale Drei-Länder-Konzentration ( $DLK_{G,F}$ ) erfasst das Risiko, das bei einer

hohen Konzentration der Rohstoffförderung auf wenige Länder entsteht. Sie ist definiert als der Anteil der drei größten Förderländer an der globalen Förderung eines Rohstoffs:

$$DLK_{G,F} = \sum_i^3 x_{i,F} / X_F$$

Analog wird die länderspezifische Drei-Länder-Konzentration ( $DLK_{L,F}$ ) als Anteil der drei wichtigsten Herkunftsländer der Importe eines Rohstoffs an allen Importen dieses Rohstoffs im betrachteten Land (L) definiert:

$$DLK_{L,F} = \sum_i^3 y_{i,F} / Y_F$$

### Langfristige Verfügbarkeit

Ein gängiges Maß zur Bestimmung der langfristigen Verfügbarkeit ist die statische Reichweite einer endlichen Ressource. Sie ist definiert als der Zeitraum, der vergehen wird, bis die endliche Ressource bei konstanter Technologie, ohne neue Exploration und bei konstanter Förderung erschöpft sein wird. Das Maß zeigt so die Notwendigkeit von Investitionen in Exploration und Förderung zur Aufrechterhaltung der Produktion auf hohem Niveau an. Für diesen Indikator werden wiederum verschiedene Varianten definiert. Die globale statische Reichweite eines Rohstoffs ( $SR_{G,F}$ ) ergibt sich durch Division der globalen Reserven des Rohstoffs durch die globale Förderung im Betrachtungsjahr.

$$SR_{G,F} = R_F / X_F$$

Für die länderspezifische statische Reichweite ( $SR_{L,F}$ ) werden die statischen Reichweiten eines Rohstoffs in den Herkunftsländern der Importe mit den jeweiligen Importanteilen sowie die inländische Bereitstellung mit dem Anteil des inländischen Angebots an der heimischen Versorgung gewichtet.

$$SR_{L,F} = \sum \left[ \frac{r_{i,F}}{x_{i,F}} * \frac{y_{i,F}}{Y_F} \right] + \frac{r_{L,F}}{x_{L,F}} * hDS_{L,F}$$

### Importabhängigkeit

Das Versorgungsrisiko mit Energierohstoffen in einem Land steigt mit den Verbrauchsanteilen, die über Lieferungen aus dem Ausland gedeckt werden müssen. Dieses Risiko wird durch die länderspezifische Importabhängigkeit ( $IA_{L,F}$ ) abgebildet. Sie ergibt sich aus den Importen des Rohstoffs in das Land L geteilt durch das inländische Angebot des Rohstoffs.

$$IA_{L,F} = \frac{Y_{L,F}}{DS_{L,F}}$$

Die Substitution der Importe aus einem Land durch Importe aus anderen Ländern wird erschwert, wenn große Teile der Importe durch fest installierte Infrastrukturen (wie z. B. Pipelines) erfolgen. Ein Risikomaß für die Möglichkeit der Substitution von Rohstoffimporten aus verschiedenen Quellen wird mit der länderspezifischen Importinflexibilität ( $IF_{L,F}$ ) gebildet. Sie ist als

Anteil der leitungsgebundenen Importe eines Landes an allen Importen für einen bestimmten Rohstoff definiert.

$$IF_{L,F} = \frac{IY_F}{Y_F}$$

Der Indikator ist als Risikomaß invers zur Flexibilität definiert. Werden alle Importe eines Rohstoffs leitungsgebunden beschafft, nimmt der Indikator den maximalen Wert an, die Flexibilität ist am geringsten.<sup>3</sup>

### Preisrisiko

Das Preisrisiko eines Rohstoffs setzt sich aus den Komponenten Preisanstieg und Preisschwankungen (Volatilität) zusammen. Dazu wurden für die Preise der betrachteten Rohstoffe Preisanstieg und Volatilität in den vergangenen zehn Jahren betrachtet und auf eine Werteskala von 0 – 100 standardisiert. In den Indikator gehen die Komponenten Preisanstieg und Volatilität mit Gewichten von 67 Prozent und 33 Prozent ein. Die globalen Preisrisiken werden durch globale Durchschnittspreise bewertet, für die länderspezifischen Preisrisiken wird die Herkunft der Rohstoffe berücksichtigt.

### Gesicherte Leistung

Die gesicherte Leistung (GL<sub>L</sub>) ist ein spezieller Indikator, der nur im Zusammenhang mit den erneuerbaren Energien und deren Bedeutung für die Stromerzeugung in Deutschland betrachtet wird. Dazu wird die Rate der nicht einsetzbaren Leistung der Erzeugungsanlagen für Elektrizität entsprechend der Erstellung der Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt. Für die Zusammenfassung der verschiedenen Erzeugungsanlagen im Bereich der erneuerbaren Energien werden deren jeweilige Anteile an der Stromerzeugung verwendet. Mit dem Indikator soll berücksichtigt werden, dass die Stromerzeugung durch erneuerbare Energieträger teilweise (Photovoltaik (PV)- und Windkraftanlagen) von Wetterbedingungen abhängt, während thermische Kraftwerke weitestgehend wetterunabhängig betrieben werden können.

---

<sup>3</sup> Nach derzeit verfügbarem Datenstand lässt sich dieser Indikator nur für Erdgas quantifizieren. Hier kann auf Basis vorliegender Daten eindeutig und international vergleichbar zwischen Pipeline-Gas und Liquefied Natural Gas (LNG) unterschieden werden. Zwar wird auch Erdöl teilweise über Rohrleitungen geliefert. Hier liegen aber keine international vergleichbaren Daten vor.

## Wertebereich der Indikatoren

Um die Vergleichbarkeit der Indikatoren zu erreichen, werden alle Indikatoren auf eine Skala mit dem Wertebereich 0 – 100 standardisiert. Ein Wert von 0 entspricht minimalem Risiko, ein Wert von 100 maximalem Risiko.<sup>4</sup>

### Tabelle 9-1: Notation

Übersicht

Notation	Erläuterung
$IR_{G,F}$	globales Investorenrisiko bzgl. Rohstoff F
$IR_{L,F}$	länderspezifisches Investorenrisiko bzgl. Rohstoff F
$KR_{G,F}$	globales Konfliktrisiko bzgl. Rohstoff F
$KR_{L,F}$	länderspezifisches Konfliktrisiko bzgl. Rohstoff F
$DLK_{G,F}$	globale Drei-Länderkonzentration bzgl. Rohstoff F
$DLK_{L,F}$	länderspezifische Drei-Länderkonzentration bzgl. Rohstoff F
$SR_{G,F}$	globale statische Reichweite bzgl. Rohstoff F
$SR_{L,F}$	länderspezifische statische Reichweite bzgl. Rohstoff F
$SRI_{L,F}$	inländische statische Reichweite in Land L bzgl. Rohstoff F
$IA_{L,F}$	länderspezifische Importabhängigkeit bzgl. Rohstoff F
$IF_{L,F}$	länderspezifische Importinflexibilität bzgl. Rohstoff F
$X_{i,F}$	Förderung des Rohstoffs F in Land i
$X_F$	globale Förderung des Rohstoffs
$Y_{i,F}$	Importe des Rohstoffs F aus dem Land i in das Land L
$Y_F$	gesamte Rohstoffimporte des Rohstoffs F in das Land L
$IR_i$	Investorenrisiko des Förder- bzw. Importursprungslandes i
$R_F$	globale Reserven des Rohstoffs F
$r_{i,F}$	Reserven des Rohstoffs F in Land i
$hDS_{L,F}$	inländisch erzeugter Anteil am Verbrauch des Rohstoffs F in Land L
$DS_{L,F}$	gesamtes Angebot des Rohstoffs F im Land L
$IY_F$	leitungsgebundene Importe des Rohstoffs F

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult

<sup>4</sup> Bei Angaben in Prozent ergibt sich automatisch ein Wertebereich zwischen 0 und 100. Bei anderen Werten erfolgt eine Skalentransformation. Importquoten über 100 Prozent, die vereinzelt auftreten können, wird ein Risikowert von 100 zugeordnet.

## 9.2 Aggregation der Indikatoren

Die Aggregation der Indikatoren für ein Land erfolgt in einem mehrstufigen Verfahren. Es werden zunächst für jeden Rohstoff eine globale und eine länderspezifische Komponente bestimmt.

Die globale Komponente ergibt sich als gewichtete Summe des Investoren- und Konfliktrisikos und der Drei-Länderkonzentration in Bezug auf die weltweite Förderung, die weltweite statische Reichweite des Rohstoffs sowie des globalen Preisrisikos. Die internationale Komponente wird als  $ERRI_{G,F}$  bezeichnet. Dabei stehen die Koeffizienten  $a_1, \dots, a_5$  für die Gewichte der berücksichtigten Risikokomponenten.<sup>5</sup>

$$ERRI_{G,F} = a_1 * IR_{G,F} + a_2 * KR_{G,F} + a_3 * DLK_{G,F} + a_4 * SR_{G,F} + a_5 * PR_{G,F}$$

Analog werden die länderspezifischen Komponenten ( $ERRI_{L,F}$ ) des Risikoindex für einen Rohstoff als gewichte Summe des Investoren- und Konfliktrisikos und der Drei-Länderkonzentration in Bezug auf die Importe, der statischen Reichweiten in Bezug auf Importe und heimische Reserven, das Preisrisiko sowie die Importabhängigkeit und die Importinflexibilität gebildet.<sup>6</sup>  $b_1, \dots, b_8$  stehen wiederum für die Gewichte, mit denen die Indikatoren in die länderspezifische Komponente des Index eingehen.

$$ERRI_{L,F} = b_1 * IR_{L,F} + b_2 * KR_{L,F} + b_3 * DLK_{L,F} + b_4 * SR_{L,F} + b_5 * SRI_{L,F} + b_6 * PR_{L,F} + b_7 * IA_{L,F} + b_8 * IF_{L,F}$$

Durch die Aggregation der globalen und der länderspezifischen Komponente erhält man schließlich einen rohstoffspezifischen Risikoindex. Dabei werden die globale und die länderspezifische Komponente entsprechend mit  $z_1$  und  $z_2$  gewichtet.

$$ERRI_F = z_1 * ERRI_{G,F} + z_2 * ERRI_{L,F}$$

Um einen Gesamtwert für das Versorgungsrisiko bei Energierohstoffen zu ermitteln, werden die Risikoindizes für die einzelnen Rohstoffe für ein Land aggregiert. Zur Gewichtung der verschiedenen Rohstoffe werden die relativen Verbräuche gemäß der betrachteten Energieverwendungsmixe<sup>7</sup> genutzt.

$$ERRI = c_1 * ERRI_1 + c_2 * ERRI_2 + c_3 * ERRI_3 + c_4 * ERRI_4 + c_5 * ERRI_5$$

Die Anteile der einzelnen Rohstoffe am jeweiligen Energiemix werden durch die Gewichte  $c_1, \dots, c_5$  ausgedrückt. Auch der Wertebereich des Risikoindex liegt im Bereich von 0-100, wobei 0 kein und 100 maximales Risiko darstellen.

<sup>5</sup> Das Gewichtungsschema wird im folgenden Abschnitt erläutert.

<sup>6</sup> Die gesicherte Leistung wird für Deutschland für die Betrachtung des Strommixes unter Einschluss der erneuerbaren Energien additiv ergänzt. Vgl. dazu die Ausführungen in Kap. 8.

<sup>7</sup> Für die Betrachtung des Strommixes unter Einschluss der erneuerbaren Energien werden die erneuerbaren Energien als weiterer Energieträger additiv ergänzt. Vgl. dazu die Ausführungen in Kap. 8.

### 9.3 Gewichtung

Die Bestimmung der Gewichte für einen Index beinhaltet immer Werturteile bezüglich der Bedeutung einzelner Konzepte, die mit den einzelnen Indikatoren gemessen werden sollen. Die Bestimmung von Gewichten lässt sich gleichzeitig aber nicht vermeiden, denn auch die Entscheidung gegen eine Verwendung von spezifischen Gewichten beinhaltet die implizite Entscheidung für die Gleichgewichtung aller Indikatoren.

Die Gleichgewichtung aller Indikatoren ist eine mögliche Randlösung der Gewichtungsentscheidung. Für den Energie-Rohstoff-Risiko-Index werden die vier theoretisch unterschiedenen Risikokonzepte Länderrisiko, statische Reichweite, Importabhängigkeit und Preisrisiko gleichgewichtet. Da jede Risikokomponente mit einer unterschiedlichen Anzahl von Indikatoren gemessen wird, erhalten die einzelnen Indikatoren je ein spezifisches Gewicht.

Neben der Gewichtung der Risikokomponenten muss auch ein Gewicht für den Anteil der nationalen und der globalen Komponente gewählt werden. Dabei muss berücksichtigt werden, dass drei der Risikokonzepte (Länderrisiko, statische Reichweite und Preisrisiko) auf nationaler und globaler Ebene und eines der Risikokonzepte (Importabhängigkeit) nur auf nationaler Ebene operationalisiert werden (können).

Die Gewichtung von nationaler und globaler Komponente beeinflusst damit nur bei drei Risikokomponenten den relativen Einfluss von nationalen und globalen Indikatoren. Für die Mechanik der Gewichtung ergeben sich zwei Implikationen:

- (i) Bei jenen drei Risikokomponenten, die eine nationale und eine globale Komponente aufweisen, erhalten die nationale und die globale Komponente das gleiche Gewicht, wenn die nationale Komponente des gesamten Index mit 62,5 Prozent und die globale Komponente mit 37,5 Prozent gewichtet werden. Wird die nationale Komponente mit 100 Prozent und die globale Komponente mit 0 Prozent gewichtet, bestimmen die länderspezifisch formulierten Indikatoren den Risikoindex vollständig.
- (ii) Bei der Wahl der Gewichtung zwischen der nationalen und globalen Komponente des Index ergibt sich eine Wechselwirkung für die relativen Gewichte der länderspezifischen Indikatoren. Je höher das Gewicht der globalen Komponente, desto höher das Gewicht der Importabhängigkeit gegenüber den anderen länderspezifischen Indikatoren, wie zum Beispiel des Länderrisikos hinsichtlich der Importstruktur.

Bei der Entscheidung für eine Gewichtung müssen diese Wechselwirkungen berücksichtigt werden. Grundlage für die Gewichtungsentscheidung sind folgende Kriterien:

- Die einzelnen Risikokonzepte sollen gleichgewichtet werden.
- Die globale Komponente soll einen nennenswerten Einfluss auf das Risiko behalten.

- Die nationale Komponente soll – auch in den einzelnen Risikokonzepten – höher gewichtet werden als die globale Komponente, um die länderspezifischen Eigenschaften des Versorgungsrisikos zu verdeutlichen.
- Die Importabhängigkeit soll kein zu großes Gewicht gegenüber den länderspezifischen Risikokomponenten erhalten, da letztere durch die Wahl der Lieferanten aktiv beeinflusst werden können. Dies begrenzt wiederum das Gewicht der globalen Komponente.

Die einzelnen Risikokomponenten werden insgesamt gleichgewichtet. Die nationale Komponente erhält ein Gewicht von 75 Prozent, die globale Komponente ein Gewicht von 25 Prozent. Bei den drei Risikokomponenten, in die sowohl nationale wie auch internationale Indikatoren eingehen, erhält damit die globale Komponente ein Gewicht von einem Drittel, die nationale Komponente ein Gewicht von zwei Dritteln. Die resultierende Gewichtung ist in Tabelle 9-2 dargestellt. Die Importabhängigkeit wird im Verhältnis zu den anderen länderspezifischen Risikokomponenten nicht zu hoch bewertet.

**Tabelle 9-2: Gewichtung mit vier Risikokomponenten**

Gewichte nach Risikokomponenten und Indikatorkomponente in Prozent

	Gesamt	Nationale Komponente	Globale Komponente
Importabhängigkeit	25,0 %	25,0 %	0,0 %
Langfristige Verfügbarkeit	25,0 %	16,7 %	8,3 %
Preisrisiko	25,0 %	16,7 %	8,3 %
Länderrisiko	25,0 %	16,7 %	8,3 %
Summe	100,0 %	75,0 %	25,0 %

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult

## 9.4 Modifizierung des Index zum Einbezug erneuerbarer Energieträger

Die Aggregation des länderspezifischen Index für die einzelnen Rohstoffe erfolgt bei Einbezug erneuerbarer Energieträger, indem ein zusätzlicher Term für den Indikator gesicherte Erzeugungsleistung angefügt wird.

$$ERRI_{L,F} = b_1 * IR_{L,F} + b_2 * KR_{L,F} + b_3 * DLK_{L,F} + b_4 * SR_{L,F} + b_5 * SRI_{L,F} + b_6 * PR_{L,F} + b_7 * IA_{L,F} + b_8 * IF_{L,F} + b_9 * GL_{L,F}$$

Die Zusammensetzung der globalen Komponente des Energierohstoffrisikoindex aus den Indikatoren bleibt unverändert. Der Risikowert für einen Energierohstoff im Gesamtwert ergibt sich weiterhin mit den Gewichten  $z_1$  und  $z_2$  als

$$ERRI_F = z_1 * ERRI_{G,F} + z_2 * ERRI_{L,F}$$

Die Aggregation der Risiken über die verschiedenen Rohstoffe erfolgt nach folgender Gleichung, zu der im Unterschied zur entsprechenden Gleichung in Abschnitt 9.2 ein Term zur Berücksichtigung der erneuerbaren Energieträger hinzugefügt ist.

$$ERRI = c_1 * ERRI_1 + c_2 * ERRI_2 + c_3 * ERRI_3 + c_4 * ERRI_4 + c_5 * ERRI_5 + c_6 * ERRI_6$$

Die Verwendung des zusätzlichen Indikators gesicherte Leistung erfordert auch die Entwicklung eines neuen Gewichtungsschemas. Dabei wurde mit 10 Prozent am gesamten nationalen Index ein relativ kleines Gewicht für die gesicherte Leistung gewählt. Das Gewichtungsschema ist in Tabelle 9-3 dargestellt.

### Tabelle 9-3: Gewichtung mit fünf Risikokomponenten

Gewichte nach Risikokomponenten und Indikatorkomponente in Prozent

	Gesamt	Nationale Komponente	Globale Komponente
Importabhängigkeit	22,5 %	22,5 %	0 %
Langfristige Verfügbarkeit	23,3 %	15,0 %	8,3 %
Preisrisiko	23,3 %	15,0 %	8,3 %
Länderrisiko	23,3 %	15,0 %	8,3 %
Gesicherte Leistung	7,5 %	7,5 %	0 %

Quelle: Eigene Darstellung IW Consult

## 10 Referenzen

50hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW, 2020, Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018 – 2022, [https://www.netztransparenz.de/portals/1/Bericht\\_zur\\_Leistungsbilanz\\_2019.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2019.pdf) [28.2.2020]

AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2020, Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland, Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken, Berlin

AON, 2019, AON Political Risk Map, <https://www.riskmaps.aon.co.uk/PoliticalRisk/Map>, [11.2.2020]

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2019, BGR Energiestudie 2018 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung, Hannover

BLS – Bureau of Labor Statistics, 2020, Producer Price Indexes, Download relevanter Preisdaten aus Datenbank, <http://www.bls.gov/ppi/> [3.3.2020]

BNetzA – Bundesnetzagentur, 2020, EEG in Zahlen.

BP, 2019, Statistical Review of World Energy 2019, 68 Jg., London

Dena – Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2018, dena-Leitstudie – Integrierte Energiewende, Berlin, [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261\\_dena-Leitstudie\\_Integrierte\\_Energiewende\\_lang.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf) [12.3.2020]

Fraser Institute, 2019, Economic Freedom of the World 2019 Annual Report, <https://www.fraserinstitute.org/economic-freedom> [6.2.2020]

Frontier, 2018, International Aspects of a Power-To-X Roadmap, A Report prepared for the World Energy Council Germany, <https://www.weltenergieerat.de/ptxstudie/> [11.2.2020]

Heritage Foundation, 2019, Index of Economic Freedom, <https://www.heritage.org/index/explore> [6.2.2020]

IEA – Internationale Energieagentur, 2018, World Energy Statistics Report 2018, kostenpflichtiger Download relevanter Indikatoren aus IEA Data online services, <http://wds.iea.org/WDS/Common/Login/login.aspx> [13.2.2020]

IEA, 2019a, World Energy Outlook 2019, Paris

IEA, 2019b, World Energy Balances, Edition 2019, kostenpflichtiger Download relevanter Indikatoren aus IEA Data online services, <http://wds.iea.org/WDS/Common/Login/login.aspx> [3.3.2020]

IEA, 2019c, Coal Information, Edition 2019, kostenpflichtiger Download relevanter Indikatoren aus IEA Data online services, <http://wds.iea.org/WDS/Common/Login/login.aspx> [13.2.2020]

IEA, 2019d, Natural Gas Information, Edition 2019, kostenpflichtiger Download relevanter Indikatoren aus IEA Data online services, <http://wds.iea.org/WDS/Common/Login/login.aspx> [13.2.2020]

IEA, 2019e, World Energy Statistics Report 2019, kostenpflichtiger Download relevanter Indikatoren aus IEA Data online services, <http://wds.iea.org/WDS/Common/Login/login.aspx> [13.2.2020]

IEA, 2019f, IEA Oil Information, Edition 2019, kostenpflichtiger Download relevanter Indikatoren aus IEA Data online services, <http://wds.iea.org/WDS/Common/Login/login.aspx> [13.2.2020]

IEA, 2020a, World Energy Balances, Edition Februar 2020, kostenpflichtiger Download relevanter Indikatoren aus IEA Data online services, <http://wds.iea.org/WDS/Common/Login/login.aspx> [3.3.2020]

Schaefer, Thilo / Neligan, Adriana / Bertenrath, Roman / Bähr, Cornelius, 2015, Versorgungssicherheit mit Energierohstoffen, Gutachten für die Power AG, [https://www.iwkoeln.de/fileadmin/publikationen/2015/238806/Versorgungssicherheit\\_mit\\_Energierohstoffen\\_Gutachten.pdf](https://www.iwkoeln.de/fileadmin/publikationen/2015/238806/Versorgungssicherheit_mit_Energierohstoffen_Gutachten.pdf) [11.3.2020]

Statistisches Bundesamt, 2020, Erzeugerpreisindizes, Download relevanter Preisdaten aus Genesis-Online Datenbank, Tabelle 61241, <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=61241-0006&leerzeilen=false> [10.2.2020]

The World Bank Group, 2019, Worldwide Governance Indicators, <http://info.worldbank.org/governance/wgi/#home> [10.2.2020]

The World Bank, 2020, Commodity Price Data (The Pink Sheet), <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>, [3.3.2020]

Transparency International, 2019, Corruption Perceptions Index 2019, <https://www.transparency.org/cpi2019?/news/feature/cpi-2019> [6.2.2020]

UBA – Umweltbundesamt, 2020, Primärenergieverbrauch, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch#definition-und-einflussfaktoren> [11.3.2020]

Vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft, 2019, Rohstoffsituation der bayerischen Wirtschaft, München.

UN – Vereinte Nationen, 2019, World Population Prospects, Highlights, [https://population.un.org/wpp/Publications/Files/WPP2019\\_Highlights.pdf](https://population.un.org/wpp/Publications/Files/WPP2019_Highlights.pdf) [11.3.2020]

UN, 2020, UN Comtrade Database, Download relevanter Handelsdaten aus Datenbank, <https://comtrade.un.org> [3.3.2020]

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Globaler Primärenergieverbrauch nicht-erneuerbarer Energieträger.....	15
Tabelle 2-2: Erwartete Nachfrage nach Energierohstoffen bis 2040 .....	17
Tabelle 2-3: Stromerzeugungsmix 2018 bis 2040 .....	19
Tabelle 3-1: Weichbraunkohle - Verbleibendes Potenzial und Reservereichweite .....	23
Tabelle 3-2: Steinkohle – Verbleibendes Potenzial und Reservereichweite .....	25
Tabelle 3-3: Erdgas – Verbleibendes Potenzial und Reservereichweite .....	26
Tabelle 3-4: Erdöl – Verbleibendes Potenzial und Reservereichweite .....	28
Tabelle 3-5: Produktionstrends – nicht-konventionelle Energierohstoffe bis 2040 .....	30
Tabelle 3-6: Produktionsregionen der Zukunft .....	32
Tabelle 4-1: Primärenergieverbrauch im Ländervergleich.....	35
Tabelle 4-2: Stromerzeugung nach Energieträgern im Ländervergleich.....	37
Tabelle 4-3: Kommerzielle Wärmeerzeugung im Ländervergleich .....	40
Tabelle 4-4: Endenergieverbrauch im Verkehrssektor im Ländervergleich .....	41
Tabelle 5-1: Zusammensetzung des inländischen Angebots bei Kohle 2018 .....	44
Tabelle 5-2: Zusammensetzung des inländischen Angebots bei Erdgas 2018.....	46
Tabelle 5-3: Zusammenfassung des inländischen Angebots bei Erdöl 2018 .....	49
Tabelle 6-1: Indikatoren und verwendete Quellen .....	54
Tabelle 6-2: Gewichtung mit vier Risikokomponenten .....	54
Tabelle 6-3: ERRI und Einzelindikatoren – Globale Komponente .....	56
Tabelle 6-4: ERRI und Einzelindikatoren – Deutschland.....	57
Tabelle 6-5: ERRI und Einzelindikatoren – Frankreich.....	58
Tabelle 6-6: ERRI und Einzelindikatoren – Italien.....	59
Tabelle 6-7: ERRI und Einzelindikatoren – Vereinigtes Königreich .....	60
Tabelle 6-8: ERRI und Einzelindikatoren – USA .....	61
Tabelle 6-9: ERRI und Einzelindikatoren – Japan.....	62
Tabelle 6-10: ERRI und Einzelindikatoren – China.....	63
Tabelle 6-11: ERRI – Teilkomponente Uran.....	65
Tabelle 7-1: Energieversorgungsrisiken – Deutschland .....	67
Tabelle 7-2: Energieversorgungsrisiken – Frankreich.....	69
Tabelle 7-3: Bedeutung von Uran für die französische Stromerzeugung .....	70
Tabelle 7-4: Energieversorgungsrisiken – Italien.....	71
Tabelle 7-5: Energieversorgungsrisiken – Vereinigtes Königreich .....	72
Tabelle 7-6: Energieversorgungsrisiken – USA .....	73
Tabelle 7-7: Energieversorgungsrisiken – Japan .....	74
Tabelle 7-8: Energieversorgungsrisiken – China.....	75
Tabelle 7-9: Zeitliche Entwicklung des Versorgungsrisikos im Ländervergleich .....	76
Tabelle 8-1: Stromerzeugungsszenarien 2040: Energieträgereinsatz.....	80
Tabelle 8-2: ERRI mit erneuerbaren Energien – Deutschland.....	83
Tabelle 8-3: Risikobewertung des aktuellen Strommix und der Szenarien .....	84
Tabelle 9-1: Notation .....	90

Tabelle 9-2: Gewichtung mit vier Risikokomponenten .....	93
Tabelle 9-3: Gewichtung mit fünf Risikokomponenten.....	94

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Trends im globalen Primärenergieverbrauch bis 2040 .....	9
Abbildung 2-2: Primärenergieverbrauch in Umwandlungs-/Endverbrauchssektoren .....	11
Abbildung 2-3: Umwandlungs-/Endverbrauchssektoren in den Nicht-OECD-Ländern .....	12
Abbildung 2-4: Globaler Primärenergieverbrauch nach Energieträger .....	14
Abbildung 2-5: Energiemix im Verkehrssektor 2018, 2030 und 2040.....	21
Abbildung 4-1: Wärmeerzeugung in Deutschland 2018 .....	38
Abbildung 6-1: Investorenrisiko .....	55
Abbildung 6-2: Konfliktrisiko .....	55